

**UNIVERSIDAD CENTRAL DEL  
ECUADOR**

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN  
GEOLOGÍA, MINAS PETRÓLEOS  
Y AMBIENTAL**

***“APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA  
INFLOW CONTROL DEVICES  
(ICDs) EN LA COMPLETACIÓN DE  
POZOS HORIZONTALES EN EL  
CAMPO “A” DE LA CUENCA  
ECUATORIANA”***

**AUTOR  
DIEGO FERNANDO RODRÍGUEZ SILVA**

**QUITO, JULIO, 2012**



**UNIVERSIDAD CENTRAL DEL  
ECUADOR**

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN  
GEOLOGÍA, MINAS PETRÓLEOS  
Y AMBIENTAL**

***“APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA  
INFLOW CONTROL DEVICES  
(ICDs) EN LA COMPLETACIÓN DE  
POZOS HORIZONTALES EN EL  
CAMPO “A” DE LA CUENCA  
ECUATORIANA”***

Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar el  
Título de Ingeniero en Petróleos Grado Académico de Tercer Nivel

**AUTOR  
DIEGO FERNANDO RODRÍGUEZ SILVA**

**TUTOR  
ING. PATRICIO IZURIETA**

**QUITO, JULIO, 2012**

## **DEDICADO A**

Mis Padres, Marianita y Fernando,  
por enseñarme a creer y confiar en Dios  
quien nunca se alejará de mi lado.  
A mis hermanas Adriana y Estefanía quienes  
siempre han sido mi inspiración para salir  
adelante en mi carrera. A Magnolia la mujer  
que ha sabido ser fuerza, amiga y novia.

*DIEGO RODRÍGUEZ*



## **AGRADECIMIENTO**

A Dios, que ha sido mi soporte diario, haciendo de mi vida una bendición. A mis padres, Marianita y Fernando, por su apoyo absoluto en todo momento y situación.

A mis profesores quienes impartieron sus conocimientos, base fundamental de mi formación profesional. Siendo de esa manera el pilar para la elaboración de este proyecto.

A mis compañeros quienes han sido y siempre serán hermanos de profesión y amigos de corazón, gracias por haber estado junto a mí en las buenas y en las malas, no solo en el ámbito académico también cuando mas los necesite.

A la empresa Halliburton Latin America .S.A. por haberme brindado la oportunidad de realizar mi proyecto de tesis en sus instalaciones. A los miembros de la línea HCT (Halliburton Completion Services) por recibirme y brindarme todo el apoyo necesario a través de la tutoría del Ing. Ricardo Jorquera quien desempeña el cargo de Technology Manager en esta prestigiosa empresa. A ustedes un agradecimiento sincero porque fueron luz para que este proyecto haya tenido el mejor de los éxitos.

## AUTORIZACIÓN DE LA AUTORÍA INTELECTUAL

Yo, Diego Fernando Rodríguez Silva en calidad de autor del trabajo de investigación o tesis realizada sobre ***“APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA INFLOW CONTROL DEVICES (ICDs) EN LA COMPLETACIÓN DE POZOS HORIZONTALES EN EL CAMPO “A” DE LA CUENCA ECUATORIANA”***, por la presente autorizo a la **UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR**, hacer uso de todos los contenidos que me pertenecen o de parte de los que contiene esta obra, con fines estrictamente académicos o de investigación.

Los derechos que como autor me corresponden con excepción de la presente autorización, seguirán vigentes a mi favor, de conformidad con lo establecido en los artículos 5,6,8; 19 y demás pertinentes de la Ley de Propiedad Intelectual y su Reglamento.

Quito, 19 de Julio del 2012

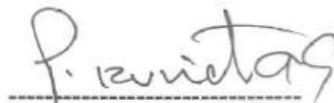


Diego Fernando Rodríguez Silva  
Cd.Nº. 180339505-0

## INFORME DE APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi carácter de Tutor del Trabajo de Grado, presentado por el señor **DIEGO FERNANDO RODRÍGUEZ SILVA** para optar el Título o Grado de **INGENIERO EN PETRÓLEOS** cuyo título es ***“APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA INFLOW CONTROL DEVICES (ICDs) EN LA COMPLETACIÓN DE POZOS HORIZONTALES EN EL CAMPO “A” DE LA CUENCA ECUATORIANA”***, considero que dicho trabajo reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación pública y evaluación por parte del jurado examinador que se designe.

En la ciudad de Quito a los 9 días del mes de Julio de 2012.



Ing. Patricio Izurieta

Cd.Nº 050018507-9

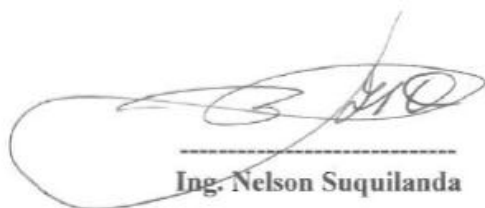
TUTOR DE TESIS

## INFORME DE APROBACIÓN DEL TRIBUNAL

El Tribunal constituido por: **Ing. Nelson Suquilanda, Ing. Marco Guerra e Ing. Víctor Hugo Paredes**

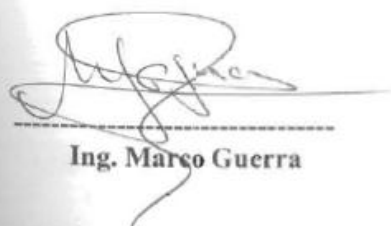
### DECLARAN:

Que la presente tesis denominada: ***“APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA INFLOW CONTROL DEVICES (ICDs) EN LA COMPLETACIÓN DE POZOS HORIZONTALES EN EL CAMPO “A” DE LA CUENCA ECUATORIANA”*** ha sido elaborada íntegramente por el señor Diego Fernando Rodríguez Silva, egresado de la Carrera de Ingeniero de Petróleos, ha sido revisada y verificada, dando fe de la originalidad del presente trabajo.




Ing. Nelson Suquilanda

MIEMBRO DEL TRIBUNAL DELEGADO POR EL SEÑOR  
SUBDECANO



Ing. Marco Guerra

MIEMBRO DEL TRIBUNAL



Ing. Víctor Hugo Paredes

MIEMBRO DEL TRIBUNAL

FECHA: 2012-07-19  
Para constancia de lo actuado

## ÍNDICE DE CONTENIDO

RESUMEN DOCUMENTAL.....	xvii
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO I.....	2
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
ENUNCIADO DEL TEMA.....	2
DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA .....	3
HIPÓTESIS .....	4
JUSTIFICACIÓN .....	5
OBJETIVOS .....	6
OBJETIVO GENERAL.....	6
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	6
FACTIBILIDAD Y ACCESIBILIDAD .....	7
CAPITULO II .....	8
MARCO REFERENCIAL.....	8
GENERALIDADES DE LA HERRAMIENTA EQUIFLOW .....	8
Información general del EquiFlow en el Campo “A” de la cuenca ecuatoriana .....	8
Historia del desarrollo tecnológico de la herramienta .....	10
Partes que forman la herramienta.....	12
UBICACIÓN Y GEOLOGÍA DEL CAMPO “A” .....	13
Pozos con ICDs en el Campo “A” .....	16
GEONAVEGACIÓN.....	17
Retos del posicionamiento de Pozos Horizontales en el Campo “A” .....	17
Aterrizaje de los pozos en la arena objetivo .....	17
Exactitud de la posición del pozo.....	17
Incertidumbre geológica .....	18
Buzamiento de la formación .....	19

Control de perforación direccional .....	19
Evaluación de Formación .....	19
Optimización del posicionamiento del pozo .....	19
Tecnología para mapeo de límites de formación .....	20
Proceso de Geonavegación de Pozo de Estudio en Arena M1.....	22
<b>PETROFÍSICA – SEGMENTACIÓN .....</b>	<b>26</b>
Volumen de arcilla (VCL) .....	26
Porosidad efectiva. (PHIE) ( $\phi$ ).....	27
Salinidad de Agua.....	28
Saturación de Agua de Formación (Sw). .....	28
<b>DEFINICIÓN DE ROCAS TIPO (RKT).....</b>	<b>30</b>
Las Rocas Tipo en el Pozo Horizontal.....	30
Permeabilidad. (K).....	31
Discusión y Segmentación.....	32
Parámetros de roca por segmento .....	35
Contribuciones técnicas y económicas de la geonavegación .....	36
<b>PROBLEMÁTICA DE PRODUCCIÓN DE AGUA DEL CAMPO “A” ....</b>	<b>37</b>
<b>MECANISMO DE EMPUJE EN EL YACIMIENTO .....</b>	<b>38</b>
<b>CÁLCULO DEL PETRÓLEO ORIGINAL IN SITU .....</b>	<b>38</b>
<b>CAPITULO III.....</b>	<b>39</b>
<b>SIMULACIÓN Y MODELIZACIÓN.....</b>	<b>39</b>
<b>SOFTWARE DE SIMULACIÓN PARA LA COMPLETACION CON</b>	
<b>EQUIFLOW - ICDs .....</b>	<b>39</b>
<b>NETOOL <sup>TM</sup> SOFTWARE DE SIMULACIÓN .....</b>	<b>41</b>
¿Cuándo es NETool una herramienta adecuada?.....	42
¿En qué puede NETool ayudar? .....	42
Beneficios al utilizar NETool.....	43
Mejorar el diseño de la completación .....	43
Optimización de la producción .....	43
Diseño del pozo basado en la respuesta de producción .....	43
Características.....	43

Las aplicaciones de campo.....	44
Rápida ejecución, los datos de entrada fácil .....	44
Opciones de completaciones .....	45
QUIKLOOK <sup>TM</sup> SOFTWARE DE SIMULACIÓN.....	46
La filosofía de colaboración .....	47
Descripción general de flujo de trabajo.....	47
CAPITULO IV .....	50
SWELLPACKER (PACKERS INCHABLES).....	50
Información general .....	50
Características.....	52
Ventajas .....	52
PARTES DEL SWELLPACKER.....	52
PROCESO DE HINCHAMIENTO CON HIDROCARBURO.....	53
HINCHAMIENTO CON AGUA.....	54
Por Osmosis.....	54
Por Afinidad Natural .....	55
COMPATIBILIDAD DE FLUIDOS EN LOS SWELLPACKER .....	56
MECANISMO DE RETARDO DE HINCHAMIENTO.....	56
Aplicación e Instalación.....	60
DISEÑO DE LOS SWELLPACKERS UTILIZADOS EN LOS POZOS (C21 – C22 – C23) DEL CAMPO “A”.....	60
UTILIZACION DEL SOFTWARE PARA EL DISEÑO DE LOS SEP.....	63
APLICACIÓN E INSTALACIÓN.....	66
DISEÑO FINAL DE LAS COMPLETACIONES .....	67
Completación del pozo horizontal A-C21-H.....	67
Completación del pozo horizontal A-C22-H.....	73
Completación del pozo horizontal A-C23-H.....	79
Completación del pozo horizontal A-C16-H.....	85
CAPITULO V .....	87
ANÁLISIS DE LAS TABLAS Y GRÁFICOS DE PRODUCCIÓN.....	87
GRÁFICOS DE PRODUCCIÓN.....	88
CAPITULO VI.....	97

ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO.....	97
INTRODUCCIÓN .....	97
INVERSIÓN DEL PROYECTO .....	97
ANÁLISIS ECONÓMICO.....	101
ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE LAS COMPLETACIONES SAS Y EQUIFLOW-ICDs PARA LOS POZOS ANALIZADOS .....	101
ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS INVERSIONES .....	101
ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA PRODUCCIÓN RESULTANTE ENTRE LA COMPLETACIÓN SAS Y EQUIFLOW-ICDs .....	104
CAPITULO VII .....	107
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	107
CONCLUSIONES .....	107
RECOMENDACIONES .....	109
CAPITULO VIII .....	111
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS Y WEBGRAFIA.....	111
CAPITULO IX.....	114
APENDICES Y ANEXOS.....	114
APENDICE N° 9.1 CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES.....	114
APÉNDICE N° 9.2 PRESUPUESTO .....	115
ANEXO N° 9.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO A-C21H. ....	116
ANEXO N° 9.2 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO A-C22H. ....	127
ANEXO N° 9.3 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO A-C23H. ....	136
ANEXO N° 9.4 ANÁLISIS PVT DEL RESERVORIO M1 .....	146
ANEXO N° 9.5 COMPOSICIÓN MOLECULAR DEL FLUIDO DEL RESERVORIO.....	147
ANEXO N° 9.6 VISCOSIDAD DEL FLUIDO DEL RESERVORIO .....	148
ANEXO N° 9.7 RELACIÓN DE KOZENY-CARMAN PARA CALCULAR LA PERMEABILIDAD.....	149
ANEXO N° 9.8 ECUACIÓN DE WYLLIE .....	150
GLOSARIO .....	151



## ÍNDICE DE TABLAS

TABLA N°2.1 DEFINICIÓN DE LAS ROCAS TIPO CON SUS CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS.....	31
TABLA N° 2.2 RESUMEN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS POR SEGMENTO.....	36
TABLA N° 4.1 LA SIGUIENTE TABLA MUESTRA ALGUNOS EJEMPLOS DE UTILIZACIÓN DE LA NORMA ANTES DESCRITA.....	51
TABLA N° 4.2 TABLA DE DATOS PARA LA EASYWELL CLIENT WELL INFORMATION (CWI) SWELLPACKERTM .....	60
TABLA N° 4.3 TABLA DE DATOS PARA EL DISEÑO DE SEP EN EL PROGRAMA EASYWELL.....	63
TABLA N° 4.4 TABLA DE DATOS PARA EL DISEÑO DE SEP EN EL PROGRAMA EASYWELL.....	63
TABLA N° 4.5 TABLA DE RESULTADOS PARA EL DISEÑO DE SEP EN EL PROGRAMA EASYWELL.....	64
TABLA N°4.6 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL EQUIFLOW-ICDs. ...	66
TABLA N° 4.7 COMPLETACION EQUIFLOW-ICDs DEL POZO C21-H. ....	68
TABLA N°4.8 ELEMENTOS DE LA COMPLETACIÓN DEL POZO HORIZONTAL A-C22-H.....	74
TABLA N°4.9 ELEMENTOS DE LA COMPLETACIÓN DEL POZO HORIZONTAL A-C23-H.....	80
TABLA N°5.1 PRODUCCIONES REPRESENTATIVAS DE CADA UNO DE LOS POZOS EN ESTUDIO .....	87
TABLA N° 6.1 COSTOS ESTIMADOS PARA LA PERFORACIÓN Y PUESTA EN PRODUCCIÓN DE CADA POZO HORIZONTAL.....	98
TABLA N° 6.2 COSTOS ESTIMADOS DE LAS COPLETACIONES EQUIFLOW-ICDs PARA CADA POZO HORIZONTAL.....	99

TABLA N° 6.3 COSTOS ESTIMADOS DE FUNCIONAMIENTO PARA CADA POZO HORIZONTAL .....	99
TABLA N° 6.4 COSTO ESTIMADO DEL POZO A-C21-H .....	100
TABLA N° 6.5 COSTO ESTIMADO DEL POZO A-C22-H .....	100
TABLA N° 6.6 COSTO TOTAL DEL POZO A-C23-H.....	100
TABLA N° 6.7 COSTO TOTAL DE LA INVERSIÓN DEL PROYECTO .....	101
TABLA N° 6.8 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS INVERSIONES ESTIMADAS ENTRE LOS DOS SISTEMAS DE COMPLETACIÓN .....	103
TABLA N° 6.9 INVERSIONES ESTIMADAS PARA CADA NO DE LOS PROYECTOS COMPLETOS.....	103

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO N° 2.1 DIAGRAMA DE PASOS QUE SE USA PARA UN TRABAJO EXITOSO EN EL DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN DEL POZO. ....	9
GRÁFICO N° 2.2 PARTES DE LA HERRAMIENTA EQUIFLOW-ICDs.....	12
GRÁFICO N° 2.3 UBICACIÓN GEOGRÁFICA CAMPO “A” .....	13
GRÁFICO N° 2.4 REGISTRO COMPUESTO: INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA Y DIVISIÓN DE SEGMENTOS DE LA SECCIÓN HORIZONTAL.....	15
GRÁFICO N° 2.5 POZOS CON ICDS EN EL CAMPO “A” .....	16
GRÁFICO N° 2.6. VISTA DE PLANTA DE PLATAFORMA EN EL CAMPO “A” .....	18
GRÁFICO N° 2.7 RESPUESTA TÍPICA DE LAS MEDICIONES DIRECCIONALES PROFUNDAS .....	21
GRÁFICO N° 2.8 PANTALLA DE INVERSIÓN Y DISTANCIA A LAS CAPAS, 632 FT MD DESDE LA ZAPATA DEL REVESTIMIENTO.....	23
GRÁFICO N° 2.9 APLICACIÓN PARA INTERPRETACIÓN DE IMÁGENES DE POZO.....	24
GRÁFICO N° 2.10 PANTALLA DE INVERSIÓN Y DISTANCIA A LAS CAPAS A LA PROFUNDIDAD FINAL DEL POZO PETROFÍSICA.....	25
GRÁFICO N° 2.11 DIAGRAMAS XY; UMAT – RHOMAT (IZQUIERDA), PHIE - VCL (DERECHA).....	27
GRÁFICO N° 2.12 DIAGRAMA XY: PICKET PLOT MOSTRANDO EL ESTIMADO Y LOS PARÁMETROS DE ARCHIE ASIGNADOS (IZQUIERDA), PHIE – SW (DERECHA).....	29
GRÁFICO N° 2.13 DIAGRAMAS XY; DENSIDAD - GR (IZQUIERDA), DENSIDAD - RESISTIVIDAD (DERECHA).....	33

GRÁFICO N° 2.14 DIAGRAMAS XY DESPUÉS DE SEGMENTAR LA SECCIÓN HORIZONTAL; NEUTRÓN – DENSIDAD (IZQUIERDA), DENSIDAD - RESISTIVIDAD (DERECHA). SEGMENTOS: 1 AZUL, 2 CELESTE, 3 ROSADO, 4 VERDE OSCURO, 5 CAFÉ, 6 VERDE CLARO. ...	34
GRÁFICO N° 3.1 VISUALIZACIÓN DE LAS PANTALLAS DE SIMULACIÓN DEL LOS PROGRAMAS NETOOL Y QUIKLOOK .....	40
GRÁFICO N° 3.2 PANTALLA DEL SIMULADOR NETOOL. ....	41
GRÁFICO N° 3.3 VISTA EN 3 DIMENSIONES DE LA DISTRIBUCIÓN DE AGUA EN UN RESERVORIO. ....	46
GRÁFICO N° 3.4 PANTALLA PRINCIPAL DE NETOOL CON LOS DATOS DEL YACIMIENTO ESTABLECIDO. ....	48
GRÁFICO N° 3.5 VISTA DE PLANTA DEL POZO Y LA SECCIÓN TRANSVERSAL O LATERAL DEL POZO. ....	49
GRÁFICO N° 4.1 SWELLPACKERS O SISTEMAS DE AISLAMIENTO. ....	50
GRÁFICO N° 4.2 PARTES DEL SWELLPACKER .....	53
GRÁFICO N° 4.3 COMPORTAMIENTO DE LA GOMA AL HINCHARSE CON HIDROCARBURO. ....	54
GRÁFICO N° 4.4 VISTA DEL PROCESO DE INCHAMIENTO POR OSMOSIS. ....	55
GRÁFICO N° 4.5 MECANISMO DE RETARDO DE HINCHAMIENTO. ....	57
GRÁFICO N° 4.6 PANTALLA DE LA ENTRADA DE DATOS DEL SIMULADOR PARA EL DISEÑO DE LOS SWELLPACKERS. ....	58
GRÁFICO N° 4.7 PANTALLA DE LA ENTRADA DE DATOS DEL SIMULADOR PARA EL DISEÑO DE LOS SWELLPACKERS. ....	59
GRÁFICO N° 4.8 PERFIL DE HINCHAMIENTO DEL SEP. ....	64
GRÁFICO N° 4.9 PERFIL DE LA PRESIÓN DIFERENCIAL DEL SEP. ....	65
GRÁFICO N° 4.10 COMPLETACIÓN DEL POZO A-C21-H FRENTE A SUS REGISTROS ELÉCTRICOS (21 ICDs, 10 SPW, 1113 ft) .....	70
GRÁFICO N° 4.11 DETALLE DE COMPLETACIÓN DEL POZO C21H .....	71
GRÁFICO N° 4.12 DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO HORIZONTAL A-C21-H. ....	72
GRÁFICO N° 4.23 COMPLETACIÓN DEL POZO C22H FRENTE A LOS REGISTROS (12 ICDs, 6 SPW, 490 ft). ....	76

GRÁFICO N°4.14 DETALLE DE LA COMPLETACIÓN DEL POZO HORIZONTAL A-C22-H.....	77
GRÁFICO N°4.15 DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO HORIZONTAL A-C22-H.....	78
GRÁFICO N°4.16 COMPLETACIÓN DEL POZO C23H FRENTE A LOS REGISTROS (22 ICDs, 10 SPW, 650 ft). ....	82
GRÁFICO N°4.17 DETALLE DE LA COMPLETACIÓN DEL POZO C23-H.	83
GRÁFICO N°4.18 DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO HORIZONTAL A-C23-H.....	84
GRÁFICO N°4.19 DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO HORIZONTAL A-C16-H.....	86
GRÁFICO N°5.1 PRODUCCIÓN DE FLUIDO DE LOS POZOS ANALIZADOS: C-16H(SAS); C-21H(ICD); C-22H(ICD); C-23H(ICD). ....	88
GRÁFICO N°5.2 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE LOS POZOS ANALIZADOS: C-16H(SAS); C-21H(ICD); C-22H(ICD); C-23H(ICD). ....	89
GRÁFICO N°5.3 PRODUCCIÓN DE AGUA DE LOS POZOS ANALIZADOS: C-16H(SAS); C-21H(ICD); C-22H(ICD); C-23H(ICD). ....	90
GRÁFICO N°5.4 PORCENTAJE DE BSW DE LOS POZOS ANALIZADOS: C-16H(SAS); C-21H(ICD); C-22H(ICD); C-23H(ICD). ....	91
GRÁFICO N°5.5 TASA DE FLUIDO DE LOS POZOS DEL CAMPO “A”. ....	92
GRÁFICO N°5.6 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE LOS POZOS DEL CAMPO “A” .....	93
GRÁFICO N°5.7 PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO DE LOS POZOS DEL CAMPO “A” .....	94
GRÁFICO N°5.8 PRODUCCIÓN ACUMULADA DE AGUA EN LOS POZOS DEL CAMPO “A” .....	95
GRÁFICO N°6.1. PRODUCCIÓN DIARIA DE FLUIDO DEL POZO A-C16-H CON COMPLETACIÓN SAS vs EL POZO A-C21-H CON COMPLETACIÓN EQUIFLOW-ICDs. ....	104
GRÁFICO N°6.2. PRODUCCIÓN DIARIA DE PETRÓLEO DEL POZO A-C16-H CON COMPLETACIÓN SAS vs EL POZO A-C21-H CON COMPLETACIÓN EQUIFLOW-ICDs.....	105

GRÁFICO N°6.3. PRODUCCIÓN DIARIA DE AGUA DEL POZO A-C16-H CON COMPLETACIÓN SAS vs EL POZO A-C21-H CON COMPLETACIÓN EQUIFLOW-ICDs.....	106
---	-----

## RESUMEN DOCUMENTAL

Tesis sobre Ingeniería de Yacimientos, específicamente aplicación de la tecnología INFLOW CONTROL DEVICES (ICDs) en la completación de pozos horizontales en el campo “A” de la cuenca ecuatoriana. **Objetivo General:** Optimizar y regular el flujo de hidrocarburos en los pozos horizontales de la cuenca oriental del Ecuador mediante la herramienta EquiFlow de la empresa Halliburton. **Problema:** El manejo de altos cortes de agua en el Campo “A” crea la necesidad de buscar un sistema de completación eficiente que permita optimizar la producción de un pozo horizontal de hidrocarburos teniendo el control de la producción de los fluidos no deseados (agua, gas) y por ende alargar la vida y rentabilidad del pozo. **Hipótesis:** La aplicación de la tecnología de INFLOW CONTROL DEVICES (ICDs) en la completación de un pozo horizontal permitirá el incremento de recuperación de hidrocarburos, extenderá la vida productora del reservorio, disminuirá la producción de agua dando como resultado una eficiente rentabilidad. **Marco referencial:** El presente trabajo de investigación se desarrolla en el campo “A” del Bloque “X” que se encuentran situados en la Cuenca Oriente en la Región Amazónica del Ecuador. **Marco metodológico:** compilación, investigación y análisis de la información sobre la herramienta EquiFlow-ICDs para la completación de pozos horizontales, obtención de datos de producción. **Marco Teórico:** Descripción geológica del campo “A” del complejo geológico “M1”, Propiedades de la roca, Propiedades del Fluido, Herramienta EquiFlow-ICDs de HALLIBURTON, Diseño de la completación mediante software especializado, Proceso de intalación de la completación. Análisis de datos de producción, Análisis técnico y económico del estudio, Conclusiones y Recomendaciones. **Conclusión General:** Se ha establecido que la completación con la herramienta EquiFlow-ICDs de la empresa Halliburton cumple eficientemente el propósito de regular y optimizar el flujo de hidrocarburos en el pozo. Obteniendo buenos niveles de producción de petróleo, controlando el aumento de producción de agua y gas, de esa forma vislumbra el comportamiento productivo del yacimiento alargando la vida del mismo. **Recomendación General:** Para obtener un diseño óptimo y eficiente de una completación con la herramienta EquiFlow-ICDs a colocar en el pozo, se debe tener un criterio seguro de las características y datos a analizar del reservorio. Para la determinación de la colocación, el número de unidades, y la configuración de los ICDs realizada por medio del software de simulación de yacimientos QuikLook con el paquete de NETool análisis nodal de Halliburton. Este paquete de software permite investigar los efectos a largo plazo de una completación con el sistema EquiFlow –ICDs en el reservorio y su rendimiento de la producción, incluyendo el factor de recuperación, la producción acumulada, y el tiempo de la irrupción de agua / gas.

**DESCRIPTORES:**

<HERRAMIENTA EQUIFLOW-ICDs><COMPLEJO GEOLÓGICO M1>  
<GEONAVEGACIÓN><ROCAS - PROPIEDADES><AGUA-PETROLEO  
PROPIEDADES><DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN><HISTORIAL DE  
PRODUCCIÓN>< ESTUDIO DE DATOS DE PRODUCCIÓN><ANÁLISIS  
TÉCNICO ECONÓMICO DE LOS POZOS>

**CATEGORÍAS TEMÁTICAS:**

<CP-INGENIERÍA DE PETROLEOS><CS-INGENIRÍA DE  
YACIMIENTOS><CS-DISEÑO DE COMPLETACIONES HORIZONTALES  
CON EQUIFLOW-ICDs>

**AUTORIZACIÓN:**

En calidad de autor de la tesis presentada, autorizo a la biblioteca de la FIGEMPA, para que esta tesis sea diseminada a través de su Biblioteca Virtual por INTERNET.

Atentamente,



Diego Fernando Rodríguez Silva  
Cd.Nº. 180339505-0



## ABSTRACT

Reservoir engineering thesis, specifically applying technology INFLOW CONTROL DEVICES (ICDs) in the completion of horizontal wells in the "A" of the basin of Ecuador. **General Objective:** To optimize and regulate the oil flow in horizontal wells in the eastern basin of Ecuador by EquiFlow tool company Halliburton. **Problem:** The management of high water cuts in the field "A" creates the need to find an efficient completion system for optimizing the production of oil horizontal well having a production control of unwanted fluids (water, gas) and thus extend the life and profitability of the well. **Hypothesis:** The application of technology INFLOW CONTROL DEVICES (ICDs) in the completion of a horizontal well will increase oil recovery, extend the life of the reservoir production, water production decline resulting in a cost efficient. **Frame of reference:** This research work is developed in the "A" Block "X" that are located in the Oriente Basin in the Amazon region of Ecuador. **Methodological framework:** compilation, research and analysis of information on the tool EquiFlow-ICDs for the completion of horizontal wells, production data collection. **Theoretical Framework:** geological description of the field "A" of the complex geological "M1", the rock properties, fluid properties, tool-ICDs EquiFlow of Halliburton, completion design using specialized software, the process intalación completación. Analysis of production data, calculation of the profitability of the study, conclusions and recommendations. **General conclusion:** it was established that the completion with the tool-ICDs EquiFlow Halliburton Company meets mind in order to efficiently regulate and optimize the flow of hydrocarbons into the well. Getting good levels of oil production, increasing production by controlling water and gas, thus envisions the productive reservoir extending the life of it. **General Recommendation:** For optimal design and efficient completion of the tool-EquiFlow ICDs put in the pot, you must have a reliable criterion of the characteristics and reservoir data to be analyzed. In determining placement, the number of units and the configuration of ICDs by means of reservoir simulation software with the package QuikLook NETool nodal analysis of Halliburton. This software package allows to investigate the long-term effects of the system completion EquiFlow-ICDs in the reservoir and production performance, including the recovery factor, cumulative production and the time of the inrush of water / gas .

**DESCRIPTORS:**<EQUIFLOW-ICDs> <HERRAMIENTA <COMPLEJO M1>  
<GEONAVEGACIÓN><GEOLOGICAL ROCK - PROPERTIES> <AGUA-  
PETROLEO PROPIEDADES> <DISEÑO COMPLETACIÓN> <HISTORIAL  
OF THE DATA PRODUCTION>< ANALYSIS PRODUCTION>  
<RENTABILIDAD OF POZOS>

**SUBJECT CATEGORY:**<CS-INGENIRIA PETROLEOS> <CP-INGENIERIA  
OF THE YACIMIENTOS> <CS-DISEÑO EQUIFLOW-ICDs> <HORIZONTAL  
COMPLETIONS>.

AUTHORIZATION:

As author of the thesis, I authorize the FIGEMPA library, so that this thesis is disseminated through its Virtual Library for INTERNET.

Sincerely,



Diego Fernando Rodríguez Silva  
Cd.Nº. 180339505-0

## INTRODUCCIÓN

Mejorar las completaciones de los pozos horizontales con los dispositivos de control de entrada (ICDs) y las empacaduras hinchables (SWELLPACKERS) es el medio para evitar problemas asociados con la irrupción temprana de agua y gas, dando una producción de petróleo reducida. La perforación de pozos horizontales fue un paso significativo para la industria petrolera. A pesar de la complejidad y que el costo de la perforación se elevó, los beneficios económicos para la operadora también aumentaron. El aumento de la producción, al maximizar el contacto con el reservorio, significaba perforar menos pozos que con la perforación vertical. Los pozos horizontales han permitido producir reservas en zonas que se pensaban demasiado difíciles de alcanzar, tales como las zonas petroleras delgadas. Además este tipo de pozos ayudó a evitar problemas relacionados con la conificación por el agua y el gas. La mayoría de las compañías petroleras están familiarizadas con los problemas asociados con el agua temprana y la irrupción de gas. En el peor de los casos, el pozo tiene que ser abandonado y valiosas reservas se quedan en el subsuelo. Otra razón para la irrupción temprana de agua y gas, está relacionada con zonas de permeabilidad diferente, fracturas o diferencias en la movilidad de fluidos, especialmente en los pozos con crudo de alta viscosidad. Un factor importante para una completación a hueco abierto con éxito es el aislamiento zonal confiable. Con la introducción del sistema de Halliburton Swellpacker, esto es ahora posible. El sistema Swellpacker consiste en elastómeros que se hinchan y expanden en contacto con aceite o agua para sellar el espacio anular. El aislamiento zonal permite compartimentalizar el pozo horizontal y cuando se combinan con los ICDs se proporciona un control de flujo adicional aumentando la recuperación.

# **CAPITULO I**

---

## **PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

### ***ENUNCIADO DEL TEMA***

“APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA INFLOW CONTROL DEVICES (ICDS) EN LA COMPLETACIÓN DE POZOS HORIZONTALES EN EL CAMPO “A” DE LA CUENCA ECUATORIANA”

## ***DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA***

La industria petrolera en el mundo entero es uno de los grandes negocios y por ende generador de economía de varios países. El Ecuador es uno de ellos, y se puede decir que la economía de nuestro país tiene su base principal en la producción del oro negro con el 40% del presupuesto general. De ahí que el comportamiento de un pozo de producción petrolera es muy importante. Con este antecedente, se tiene una idea clara de utilizar las mejores estrategias de producción y operación que se lleva a cabo para obtener una mayor cantidad de reservas petrolíferas de una manera sustentable y económicamente rentable.

Hoy en día, los pozos horizontales se realizan con la intención de perforar los horizontes productivos, en una gran extensión horizontal y no limitarse solo al espesor neto de las formaciones que es el caso de perforaciones de tipo convencional. En nuestro país se han perforado varios pozos horizontales, no solamente por el beneficio de una mayor área de drenaje, sino también por el menor impacto ambiental que esta tecnología brinda al perforar múltiples pozos desde una sola plataforma o locación en superficie.

Los pozos horizontales han sido objeto de estudio y desarrollo tecnológico de varias empresas. En el presente trabajo se va hablar sobre el sistema de completación de la empresa Halliburton llamado EquiFlow-ICDs. Este sistema ayuda a equilibrar la entrada de fluidos a lo largo de la completación. Ayuda a mejorar la productividad, el rendimiento, la eficiencia, lograr un flujo uniforme y constante de líquido a lo largo de cada intervalo del reservorio. Los EquiFlow-ICDs retardan la entrada de agua y gas especialmente en yacimientos con variación de permeabilidad y petróleo viscoso. Finalmente diremos que ésta tecnología nos permite tener un mayor control en la producción y por ende alargar la vida del reservorio teniendo una mejor rentabilidad del mismo.

De lo mencionado se plantea la siguiente pregunta de investigación:

¿Se puede optimizar la producción de un pozo horizontal de hidrocarburos mediante el sistema EquiFlow - ICDs teniendo un control de la producción de los fluidos no deseados (agua, gas) y por ende alargar la vida y rentabilidad de un pozo horizontal en el campo “A” de la cuenca ecuatoriana?

## ***HIPÓTESIS***

La aplicación de la tecnología de INFLOW CONTROL DEVICES (ICDs) en la completación de un pozo horizontal permitirá el incremento de recuperación de hidrocarburos, extenderá la vida productora del reservorio, disminuirá la producción de agua dando como resultado una eficiente rentabilidad.

## ***JUSTIFICACIÓN***

La producción de un pozo está relacionada directamente con las permeabilidades de los estratos productores. Cuando la permeabilidad no es uniforme a lo largo del pozo horizontal, también se tiene flujos no uniformes distribuidos en la sección horizontal. Este hecho favorece la entrada de fluidos no deseados como agua y gas especialmente por las zonas de mayor permeabilidad. La necesidad de optimizar la producción fomenta enfoques innovadores para el desarrollo de nuevas tecnologías por las empresas y científicos del medio hidrocarburífero.

Ante esta problemática, Halliburton introdujo en el 2009 en el Ecuador la tecnología EquiFlow - ICDs para ser aplicada en el Campo “A” de la cuenca ecuatoriana.

## ***OBJETIVOS***

### ***OBJETIVO GENERAL***

Optimizar y regular el flujo de hidrocarburos en los pozos horizontales de la cuenca oriental del Ecuador mediante la herramienta EquiFlow - ICDs de la empresa Halliburton.

### ***OBJETIVOS ESPECÍFICOS***

- Describir la nueva tecnología EquiFlow - ICDs para las completaciones de pozos horizontales.
- Establecer los procedimientos para trabajar con la implementación de la tecnología EquiFlow - ICDs.
- Recopilar la información de los pozos que se han puesto a producir con la tecnología del EquiFlow - ICDs en el Campo “A” de la cuenca amazónica del Ecuador.
- Analizar el estado actual de los pozos horizontales intervenidos con la tecnología del EquiFlow- ICDs.
- Realizar un análisis técnico-económico de los pozos horizontales con el implemento de la tecnología EquiFlow – ICDs y comparar con una completación normal Standalone Screens (SAS).
- Presentar el informe final a los directivos de la empresa.



## ***FACTIBILIDAD Y ACCESIBILIDAD***

Se cuenta con el talento humano del investigador, así mismo, con los recursos económicos suficientes de parte de quien va a realizar el presente trabajo, de la información técnica, bibliografía, webgrafía pertinente y con el tiempo suficiente para la realización del mismo, que inicia en enero del 2012 y culmina en junio del 2012.

Este trabajo de investigación es accesible ya que cuenta con el apoyo de Halliburton, por brindar las facilidades necesarias para recolectar la información de los pozos en estudio que colaborarán con la elaboración de este proyecto.

## CAPITULO II

---

### MARCO REFERENCIAL

#### ***GENERALIDADES DE LA HERRAMIENTA EQUIFLOW***

##### ***Información general del EquiFlow en el Campo “A” de la cuenca ecuatoriana***

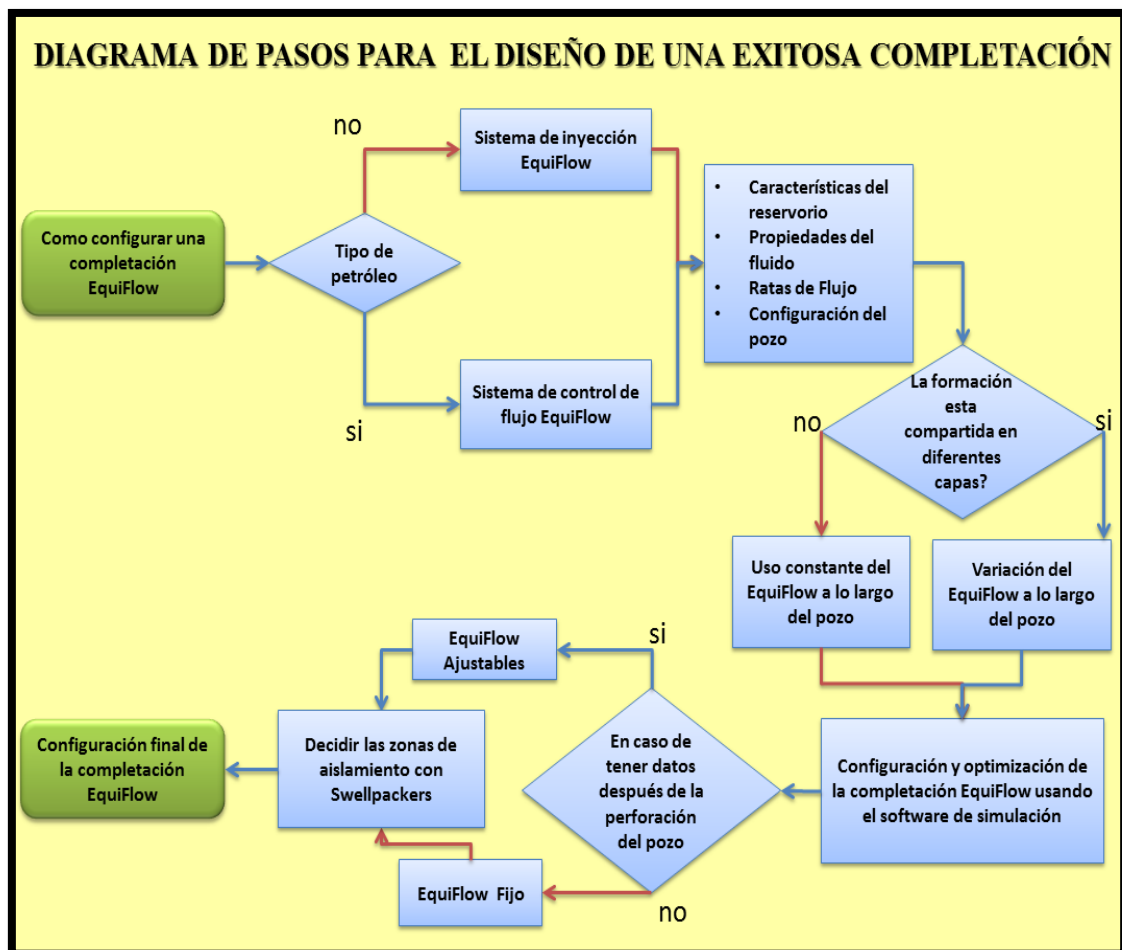
Para optimizar la producción de pozos horizontales, el ingeniero de diseño debe tener en cuenta la heterogeneidad del reservorio para que la irrupción de agua se pueda retardar. La heterogeneidad del depósito se vuelve aún más crítica cuando se combina con la presencia de un acuífero fuerte. En este escenario, la entrada de fluido es mayor por la zona más permeable. En la cuenca ecuatoriana los crudos son medianos a viscosos, lo que hace que la movilidad del agua sea considerablemente mayor a la movilidad del crudo, en consecuencia cualquier flujo de fluido por zonas más permeables hace que rápidamente la proporción petróleo-agua cambie, de mucho petróleo cuando el pozo es puesto a producción a caudales cada vez mayores de agua, llegando a porcentajes de agua alrededor de 90% en pocas semanas. Uno de los métodos comúnmente utilizados para controlar esta condición es tener un movimiento uniforme de fluido hacia el pozo horizontal mediante el uso de ICDs.

El diseño de una completación horizontal con ICDs se basa, además de otros parámetros de yacimiento, principalmente en la distribución de permeabilidad a lo largo del pozo horizontal y por esta razón si se desea instalar una completación ICD en un pozo, también se tienen que planificar los registros Logging While Drilling (LWD) a tomar en el mismo con el fin de derivar permeabilidad. En el campo “A”, la operadora usa para este fin herramientas para tomar los siguientes registros LWD: Gamma Ray (GR), Resistividad, Densidad y Neutrón.

En este trabajo se describirá la metodología, la simulación numérica yacimiento-pozo, el diseño de la completación, la instalación y puesta en producción del pozo.

La metodología se basa en la evaluación de las condiciones yacimiento-fluidos-pozo, contemplando la producción del campo para diseñar la solución óptima. El proceso es dinámico con múltiples decisiones frente a diferentes situaciones. En el gráfico N° 2.1 se puede observar en línea roja el proceso que se realizó para el diseño de las completaciones EquiFlow-ICDs los tres pozos de estudio (C-21H, C-22H y C23-H).

# 1 GRÁFICO N° 2.1 DIAGRAMA DE PASOS QUE SE USA PARA UN TRABAJO EXITOSO EN EL DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN DEL POZO.



Fuente: Halliburton

Realizado por: Diego Rodríguez

El uso de un simulador numérico que interpreta: el flujo de los fluidos en el pozo, los dispositivos ICDs y el reservorio. Permiten un medio eficaz en el diseño de la completación con la herramienta EquiFlow-ICDs.

Usando este método, se introducen ejemplos simulados para determinar los fenómenos básicos, tales como la conificación y canalización. Por lo tanto, los riesgos operativos y económicos asociados con el diseño ICD se puede reducir debido a que el diseño se puede adaptar más de cerca al reservorio, a una predicción más exacta de agua y la producción de hidrocarburos puede ser determinada. Con la llegada de los sistemas de gestión de pozos inteligentes y los ICD híbridos, tales como válvulas autónomas, así como los dispositivos de combinación, como los ICD con el desplazamiento mangas y válvulas de retención, los diseñadores necesitan métodos de modelado más sofisticados. Ahora, el software más avanzado para el diseño de completaciones se ha desarrollado mediante programas que permiten la completación por las características del yacimiento. Además simulando el uso de un ICD conjuntamente con tratamientos químicos para el control de flujo de agua es otro ejemplo de las muchas combinaciones técnicas disponibles para el ingeniero de producción.

### ***Historia del desarrollo tecnológico de la herramienta***

La investigación tecnológica, que incluyen técnicas para el control de la cantidad de agua no deseada y / o producción de gas en un campo, han sido objeto de investigación por lo menos medio siglo. Durante este período, una variedad de métodos se han aplicado para mejorar la recuperación de las reservas de petróleo, incluyendo el uso de selladores y modificadores de permeabilidad relativa (RPM). Sólo en los últimos 16 años ha habido una mayor atención al desarrollo de soluciones mecánicas a los problemas de producción en los pozos horizontales. La complejidad de controlar la entrada de fluidos (agua y gas) no deseados ha crecido conforme los pozos se han vuelto más complejos. En pozos verticales generalmente se utilizan tapones de cemento, empacadores y los tratamientos químicos para tratar de controlar flujo de agua. El control de estos fluidos en los pozos horizontales ha sido más reciente.

Los dispositivos de control de flujo se desarrollaron a mediados de 1990. El ICD es un dispositivo montado en el tubo-base con una malla o filtro y tiene un agujero abierto que controla el flujo desde el anillo en el interior de la tubería de base o del tubing. Con él además de las barreras anulares, que puede controlar el flujo desde el yacimiento hasta la tubería. Estos dispositivos se utilizan para homogenizar el flujo a lo largo del pozo horizontal, minimizando de esta manera la prematura irrupción de agua.

Hay dos componentes claves para el desarrollo de una solución tecnológica mecánica eficaz:

1. La selección apropiada de la ICD.
2. La colocación correcta de los ICD seleccionados del sistema con barreras anulares.

Hay muchos tipos de sistemas de ICD que se pueden utilizar para el control de agua y gas. Sin embargo, en todos los casos, la colocación adecuada del sistema es de suma importancia para el control eficaz de las aguas no deseadas. Desafortunadamente, no existían métodos para determinar la colocación correcta, la disponibilidad de las herramientas para el diagnóstico preciso del problema real en cualquier situación específica durante la vida útil del pozo.

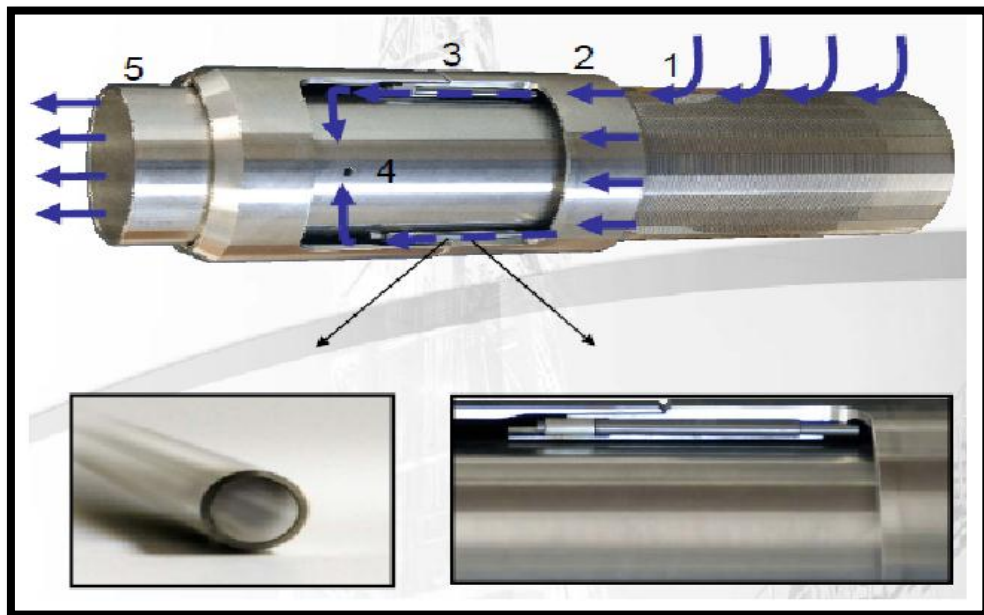
La necesidad de un diagnóstico adecuado para asegurar el control óptimo ha sido documentada en numerosas ocasiones por muchos operadores. Sanders, GS et al, (1994);. Soliman, MI, et al, (2000);. Y Azari, M. et al, (1997).

El éxito de cualquier tratamiento depende del desarrollo de la completación precisa de los tipos y ubicaciones de los fluidos del yacimiento se hizo hincapié también en SPE 62553 (Soliman et. al. 2000), en el se señaló que la determinación exacta de lugares de agua móviles o gas no deseados de la formación es esencial para el éxito de cualquier proceso de completación de control efectivo. También se señaló que este objetivo sólo puede lograrse a través de la pronta integración de múltiples tecnologías. Es sí que Halliburton desarrolla el sistema de completaciones EquiFlow-ICDs.

### *Partes que forman la herramienta*

1. Filtro (filtra partículas sólidas)
2. Conexión Filtro – Sección de Tubos
3. Tubos ICDs
4. Perforación en el tubo base
5. Producción Tubing/Casing

### **2 GRÁFICO N° 2.2 PARTES DE LA HERRAMIENTA EQUIFLOW-ICDs**



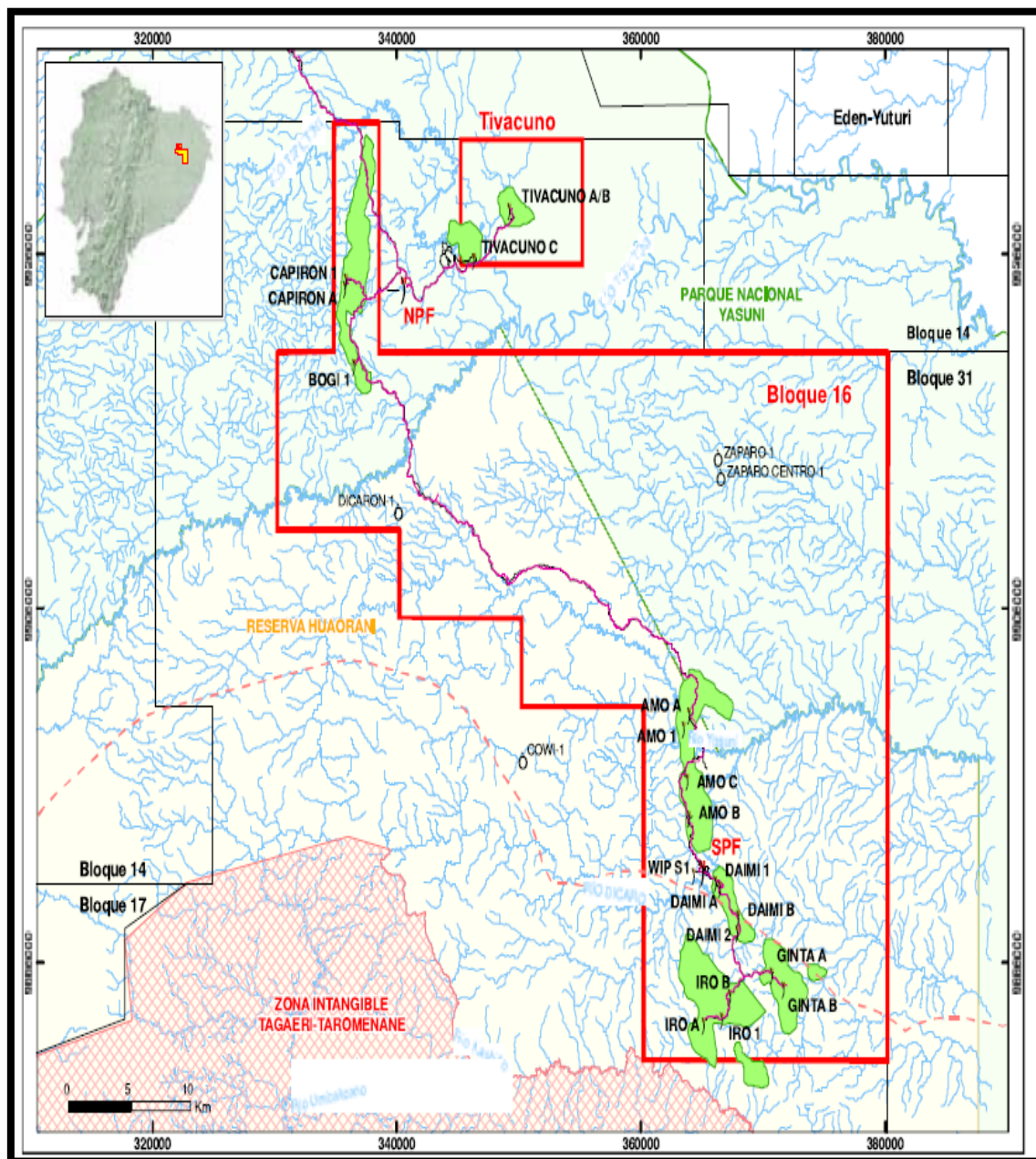
Fuente: Halliburton.

Realizado por: Diego Rodríguez

## UBICACIÓN Y GEOLOGÍA DEL CAMPO “A”

El campo “A” es una estructura anticlinal con rumbo Norte-Sur; el mismo está localizado en el Bloque “X” perteneciente a la cuenca Oriente del Ecuador (ver Gráfico N° 2.3).

### 3GRÁFICO N° 2.3 UBICACIÓN GEOGRÁFICA CAMPO “A”



Fuente: Ingeniería de Yacimientos, E.P. Petroecuador.

Realizado por: Diego Rodríguez

La estructura limita con fallas inversas al Oeste. En mayo de 1987 el pozo exploratorio A-1 descubrió petróleo en los reservorios clásticos constituidos de areniscas cuarzosas "Basal Tena, M1 y U" de 20, 17 y 12.8 °API respectivamente.

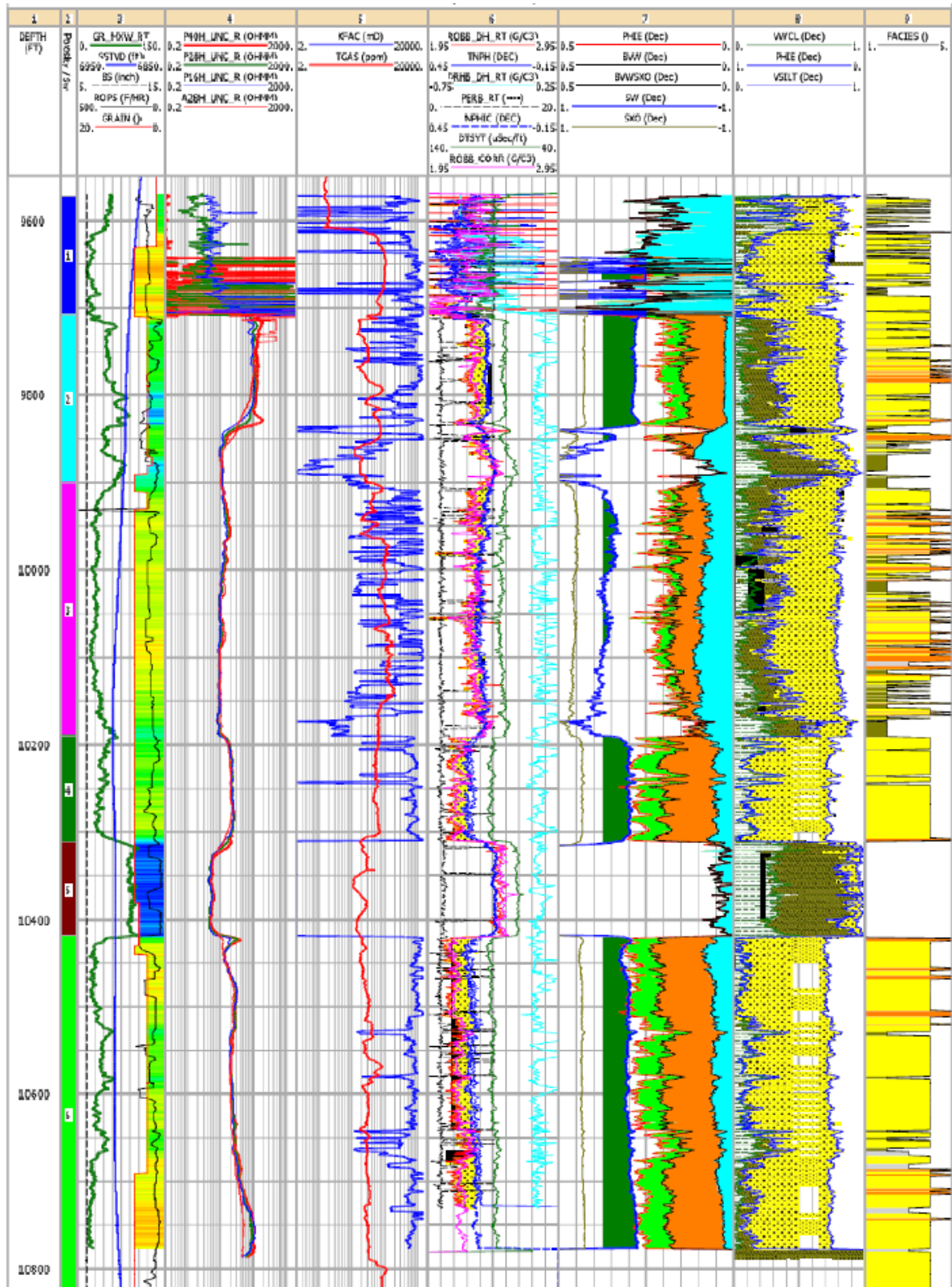
El relativo cambio de nivel del mar controló los sistemas depositacionales y la creación de espacios de acomodación (Jaillard 1997). Producto de este control, durante el Cretácico se depositaron los reservorios de areniscas, interestratificados con lutita y calizas, debido a los eventos transgresivos y regresivos que ocurrieron cíclicamente en la cuenca Oriente. A partir del estudio de las estructuras sedimentarias en núcleos (Harms & Brady 1990), se definió los sistemas depositacionales como canales y barras fluvio-estuarinas influenciados por mareas.

La arenisca M1 fue depositada durante el Campaniano (Barragán R. et al 2004, Jaillard 1997) y está constituida por granos de cuarzo (100%) principalmente con tamaños de grano de fino a grueso, mayormente medio, contiene caolinita en su red poral, ocasionalmente presenta concreciones de pirita, carbón y trazas de glauconita relacionadas a la estratificación de lutitas producto de la influencia de mareas.

La arenisca M1 ha sido dividida en tres unidades estratigráficas; a) Lower M1 comprende barras y canales estuarinos dominados por mareas, b) M1C canales fluvio-estuarinos amalgamados con influencia de mareas y c) M1A canales, barras y llanuras estuarinas con influencia de mareas. Registro Tipo (ver Gráfico N° 2.4).



#### 4 GRÁFICO N° 2.4 REGISTRO COMPUESTO: INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA Y DIVISIÓN DE SEGMENTOS DE LA SECCIÓN HORIZONTAL.

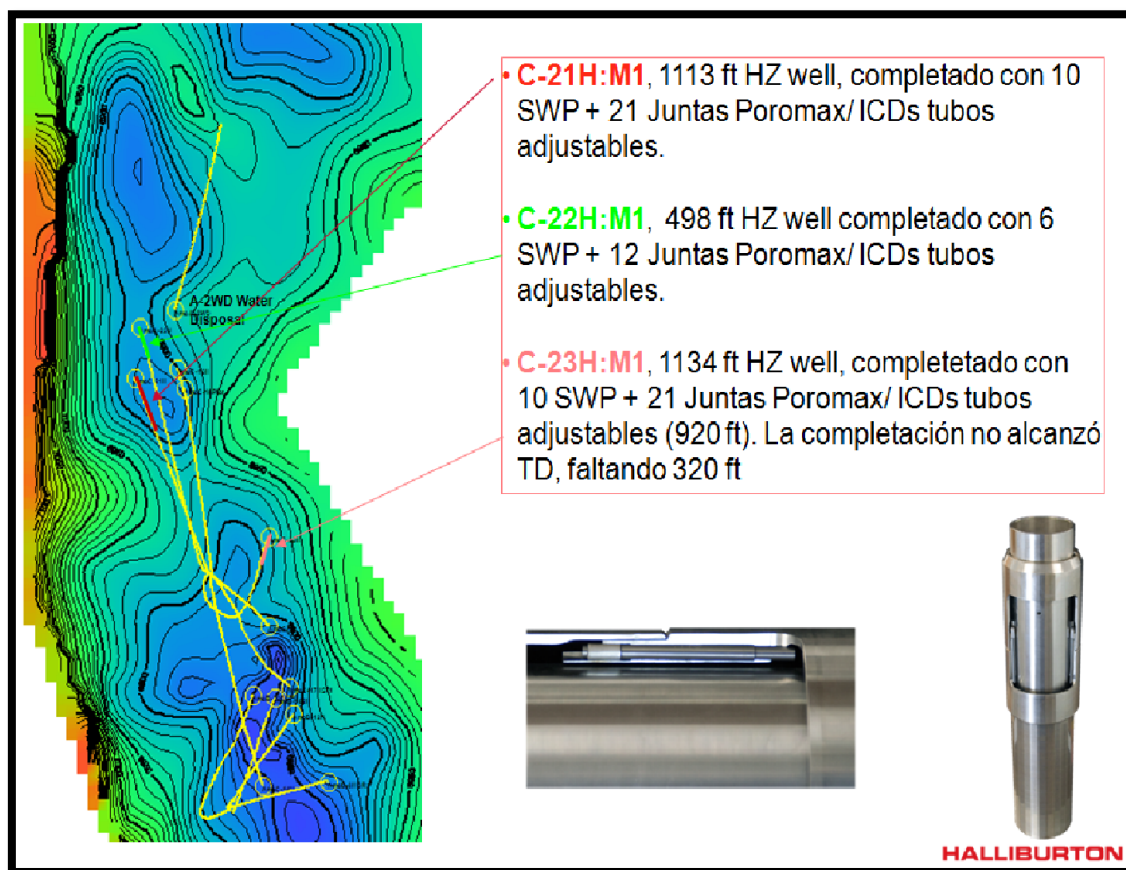


Fuente: Halliburton.  
Realizado por: Diego Rodríguez

### *Pozos con ICDs en el Campo "A"*

En el campo "A" se tiene la distribución de los pozos horizontales con el sistema de completaciones EquiFlow-ICDs de la siguiente forma (ver Gráfico N° 2.5).

**5GRÁFICO N° 2.5 POZOS CON ICDS EN EL CAMPO "A"**



Fuente: Halliburton.

Realizado por: Diego Rodríguez

## **GEONAVEGACIÓN**

### ***Retos del posicionamiento de Pozos Horizontales en el Campo “A”***

El posicionamiento de pozos horizontales en el Campo “A” presenta diferentes retos que deben ser enfrentados para garantizar el éxito del proyecto, entre los cuales se encuentran la disminución de los riesgos operacionales, optimización de la sección lateral dentro del reservorio y reducción de los costos de perforación.

La geonavegación presenta un papel muy importante en cuanto al estudio del pozo en medidas direccionales profundas e interpretación de imágenes de rayos gamma en tiempo real, mientras se evalúan las propiedades del reservorio con medidas de herramientas nucleares y ripios de perforación. Permitiendo ver si la trayectoria debe ser corregida o desviada del plan para seguir la tendencia de la estructura y buscar mayores resistividades. La inversión de las medidas direccionales indica la aproximación de una zona resistiva. La interpretación mejorada de registros permite identificar la heterogeneidad del reservorio, los cambios estructurales, armar un modelo petrofísico robusto y definir el número de segmentos.

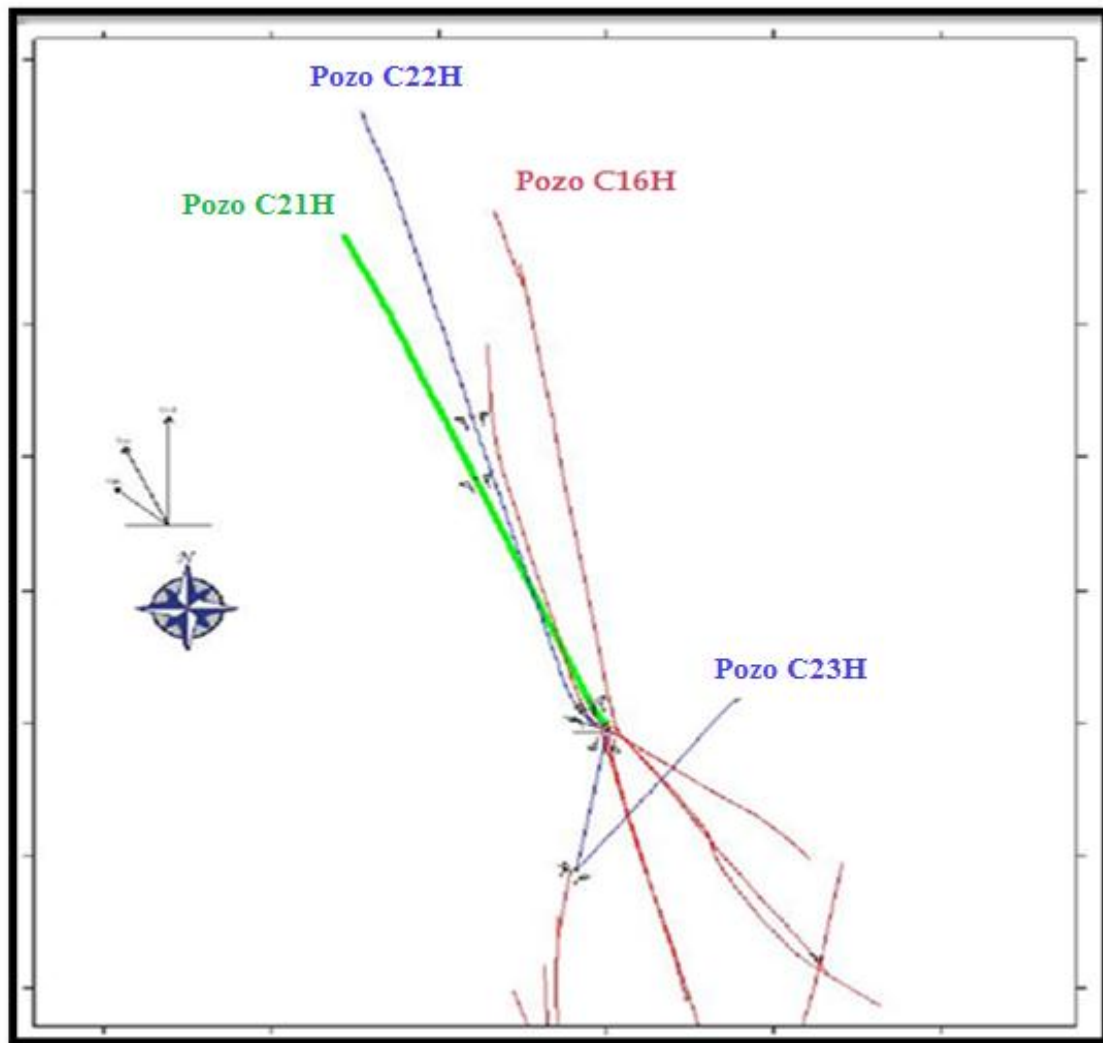
### ***Aterrizaje de los pozos en la arena objetivo***

La incertidumbre de la posición real de la arena objetivo y la no disponibilidad de pozos pilotos requieren de una minuciosa correlación estratigráfica y la constante predicción de los próximos marcadores. Adicionalmente, es necesario garantizar el correcto diseño de ensamblaje de fondo y trayectorias que permita ajustes basados en la información de registros – mientras - se perfora (LWD) y análisis de ripios.

### ***Exactitud de la posición del pozo***

El manejo efectivo de estudios y análisis de anticollisión son factores importantes en la ejecución de pozos en el Campo “A”, ya que éstos son perforados desde una misma plataforma en superficie (ver Gráfico N° 2.6). El uso de una herramienta tipo giroscopio es un requisito fundamental en la sección inicial de la trayectoria para minimizar el riesgo de colisión con pozos vecinos.

## 6GRÁFICO N° 2.6. VISTA DE PLANTA DE PLATAFORMA EN EL CAMPO “A”



Fuente: Halliburton.

Realizado por: Diego Rodríguez

### ***Incertidumbre geológica***

Los modelos geológicos frecuentemente presentan algunos errores inducidos desde la etapa de procesamiento de la información sísmica (2D en este estudio) y adicionalmente se hace difícil representar algunos eventos sub-sísmicos como pequeñas fallas, cambios de facies laterales o verticales y presencia de lentes de lutita. La identificación oportuna de estos cambios inesperados en el reservorio es limitada con el uso de técnicas convencionales de geonavegación por lo que es necesario un enfoque más proactivo basado en mediciones en tiempo-real y aplicaciones que permiten decisiones oportunas para optimizar la posición de la trayectoria dentro de limitadas ventanas de navegación.

### ***Buzamiento de la formación***

El buzamiento aparente del reservorio esta dado por la dirección de perforación del pozo y generalmente se interpreta con inclinaciones menores a un grado. La incertidumbre principal se atribuye a la presencia de cambios locales en la estructura y cambios en las propiedades de roca que resultan en una interpretación más compleja.

### ***Control de perforación direccional***

Para mejorar el control de la trayectoria perforada, se utilizó una herramienta que permite mediciones continuas de inclinación cercanas a la broca. El uso de esta herramienta reduce la incertidumbre de posición de la broca y minimiza el riesgo de la desviación del objetivo durante la perforación de la sección horizontal.

### ***Evaluación de Formación***

El reservorio Arenisca M1 presenta cambios en las propiedades petrofísicas soportadas por la variación en el tamaño de grano, generalmente asociado a cambios de facies laterales de secuencias de canal. Para optimizar la interpretación en tiempo real y construcción de un modelo petrofísico robusto, se utilizó adicionalmente una herramienta de densidad-neutrón, la cual permitió complementar las mediciones convencionales de resistividad y rayos gamma de la herramienta de geonavegación.

### ***Optimización del posicionamiento del pozo***

El éxito de los pozos horizontales en el objetivo Arenisca M1 requiere del posicionamiento de trayectorias lejos del contacto agua-petróleo, la minimización de la perforación en intervalos no productivos y la construcción de un pozo que permita la corrida satisfactoria del equipo de completación. Para la optimización del posicionamiento del pozo, se propuso una tecnología de geonavegación que permite el mapeo de límites de formación con base en mediciones electromagnéticas direccionales profundas.

### ***Tecnología para mapeo de límites de formación***

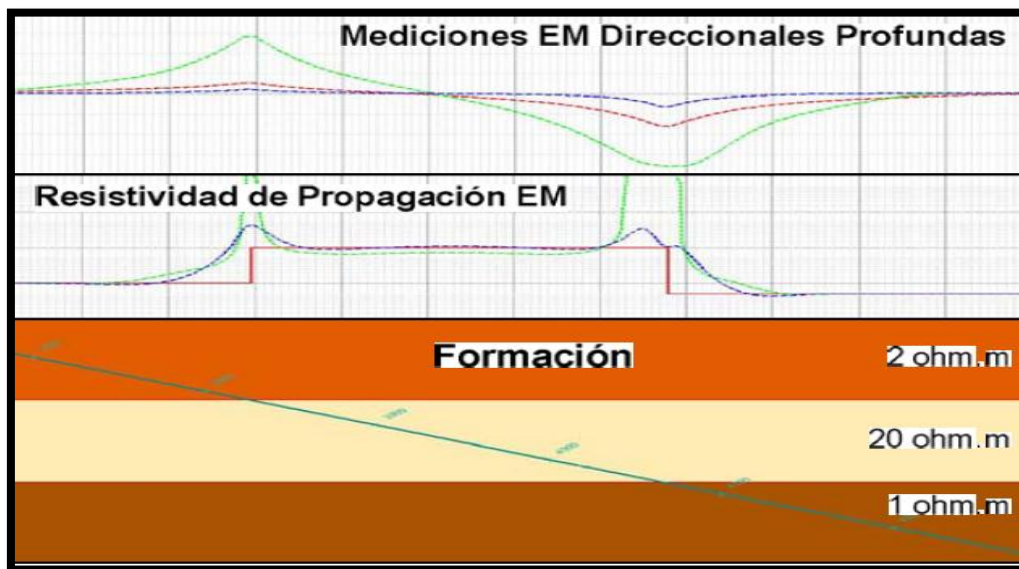
El óptimo (y económicamente viable) posicionamiento de un pozo horizontal generalmente requiere ubicar trayectorias en objetivos geológicos reducidos y usualmente menores que los errores e incertidumbres asociados a la perforación horizontal. Estos errores, que en ocasiones son insignificantes en pozos verticales o de baja inclinación, incluyen la posición del pozo horizontal en el espacio 3D (W.G. Lesso and S.V. Kashikar, 1996) y la incertidumbre geológica debido a la presencia de eventos sub-sísmicos como fallas, cambios de facies, pinchamientos, etc. Los errores en sísmica de conversión tiempo-profundidad también añaden incertidumbres a la estimación del buzamiento de la formación.

Dadas las incertidumbres y errores presentes en la perforación horizontal, el entendimiento del reservorio en tiempo-real ayuda a minimizar el riesgo de un pobre posicionamiento del pozo. El entendimiento del reservorio incluye el conocimiento de dos factores principales: propiedades de la roca y evaluación de la geometría. La medición de propiedades petrofísicas de la roca determina si el pozo está localizado en la formación correcta. El entendimiento de la geometría del reservorio complementa la interpretación, estableciendo la posición relativa de la trayectoria con respecto a la formación. Esta interpretación integrada guía las decisiones de geonavegación orientadas a mantener el pozo dentro del objetivo.

Por esta razón, se desarrolló una herramienta de registros-mientras-perfora (LWD), capaz de mapear los límites de formación utilizando mediciones electromagnéticas direccionales profundas (D. Omeragic et al, 2005). Las mediciones direccionales profundas de ésta herramienta corresponden a cambios de fase y atenuación a diferentes espaciamientos transmisor-receptor y a diferentes frecuencias.

Estas mediciones responden a la aproximación de límites de capa con contrastes resistivos, generando una deflexión positiva al acercarse a la interface de una capa conductiva sobre una resistiva, y una respuesta negativa al aproximarse hacia una interface de una capa resistiva sobre una conductiva (ver Gráfico N° 2.7).

## 7GRÁFICO N° 2.7 RESPUESTA TÍPICA DE LAS MEDICIONES DIRECCIONALES PROFUNDAS



Fuente: Repsol.

Realizado por: Diego Rodríguez

Para utilizar efectivamente estas mediciones para el posicionamiento de pozos en tiempo-real, se desarrolló una aplicación para calcular la distancia a los límites de capa, así como la resistividad de la formación a partir de las mediciones electromagnéticas direccionales. Esta aplicación, construida en el programa de geonavegación, está basada en una técnica de inversión. El algoritmo trabaja con múltiples modelos, desde el más simple al más complejo, utilizando hasta seis variables en el más complejo, incluyendo distancia a dos límites de capa, resistividad de los dos límites de capa y resistividad anisotrópica de la formación. Un modelo es construido punto por punto para determinar la resistividad y espesor de las capas (D.omeragic, T. Habashy, c. Esmersoy, Q. Li, J. seydoux, J. Smits, and J.R. Tabanou, 2006).

Esta inversión de modelos en el software reduce la incertidumbre causada por alguna medición aleatoria o errores ambientales. También permite estimar la geometría de la estructura alrededor del pozo, lo cual es esencial para la caracterización del reservorio en el posicionamiento de pozos horizontales. La herramienta de mediciones direccionales profundas también incluye mediciones para evaluación de formación, ya que incorpora resistividad de propagación electromagnética a 2 MHz y 400 kHz y un detector de rayos gamma direccional. La direccionalidad de este detector permite la generación de una imagen de rayos gamma.



Esta imagen proviene de una medición independiente cercana al pozo, lo cual permite complementar la información de geometría del reservorio proveniente de las mediciones direccionales profundas. Para entender como respondería la herramienta bajo las propiedades de la Arena M1, se realiza una simulación de la respuesta de las mediciones basada en el modelo matemático de la herramienta durante la fase de preparación del trabajo, anterior a la perforación del pozo.

Con esta información, el equipo encargado de la toma de decisiones puede entender la respuesta esperada a partir de las mediciones de LWD y definir como se utilizarían para optimizar el posicionamiento de pozos.

### ***Proceso de Geonavegación de Pozo de Estudio en Arena M1***

Las decisiones de geonavegación del pozo de estudio fueron basadas en la inversión de las mediciones direccionales profundas e interpretación de la imagen de rayos gamma en tiempo real, mientras se evaluaban las propiedades del reservorio con mediciones nucleares y análisis de los rips de perforación. La aplicación principal de geonavegación, construida dentro de un programa de modelamiento 3D, fue la herramienta principal de interpretación que permitió tomar las decisiones respecto a ajustes a la trayectoria.

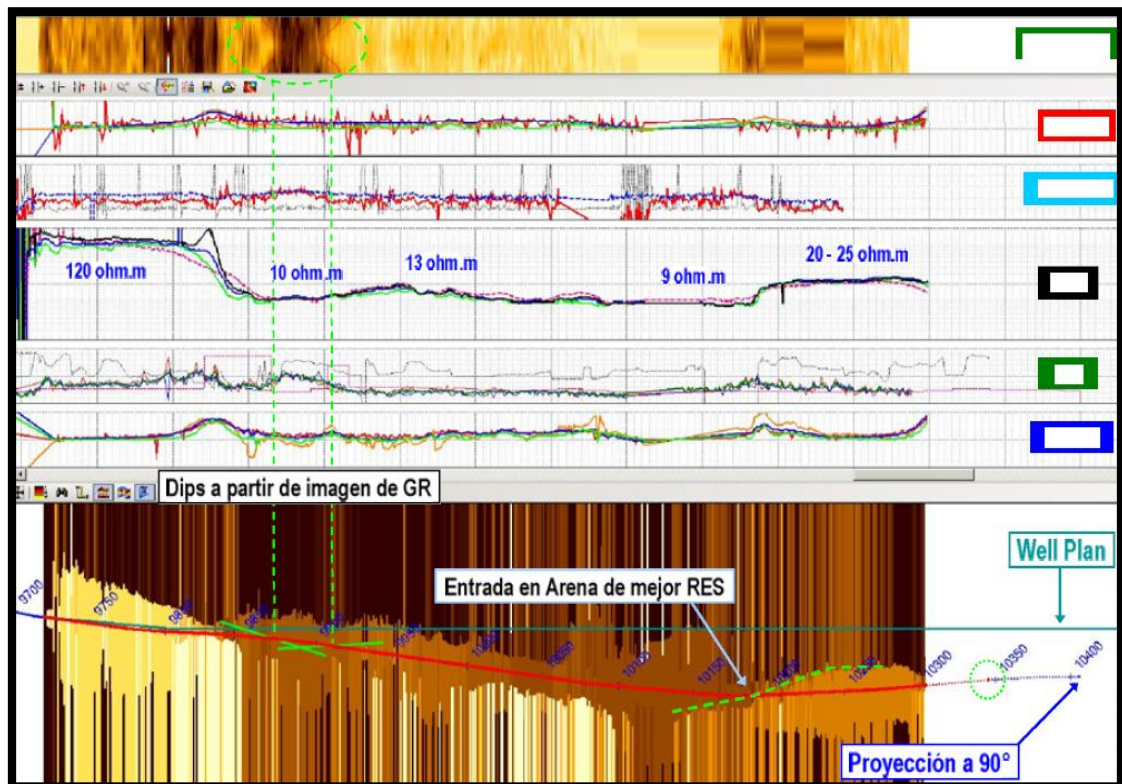
El centro de comando y visualización de datos fue ubicado en la oficina principal de la compañía operadora para permitir la interacción del personal experimentado involucrado en la toma de decisiones, dando un seguimiento de 24 horas durante la etapa de navegación del pozo.

La transmisión de datos en tiempo-real desde el taladro de perforación hacia el centro de comando se hizo mediante un sistema de internet de transmisión y visualización de datos. De igual manera, el modelo de geonavegación y la interpretación en tiempo-real fueron constantemente compartidos mediante una aplicación de visualización que permite crear un ambiente de colaboración entre las partes involucradas en la toma de decisiones y el personal encargado de la ejecución de las diferentes instrucciones. De esta manera, los perforadores direccionales pudieron visualizar directamente la posición



del pozo respecto a la formación, haciendo más fácil el entendimiento de los objetivos de geonavegación y ajustes requeridos en la trayectoria. Desde el inicio de la sección horizontal, la inversión de las medidas direccionales profundas indicó una fuerte tendencia del buzamiento aparente del tope de la arena objetivo a acercarse a la trayectoria, por lo que el pozo se direccionó hacia abajo con respecto al plan inicial. Se presentaron diferentes cambios en las propiedades de la roca y se continuó perforando tangencialmente con una inclinación promedio de 88 grados hasta entrar en un cuerpo de arena que presentó un incremento significativo en la resistividad y porosidad. En este momento el objetivo de geonavegación se define en mantener la horizontalidad de la trayectoria para evitar continuar bajando en la estructura (ver Gráfico N° 2.8), ya que el contacto agua-petróleo teórico original, estaría a 36 pies vertical debajo de la trayectoria real.

**8GRÁFICO N° 2.8 PANTALLA DE INVERSIÓN Y DISTANCIA A LAS CAPAS, 632 FT MD DESDE LA ZAPATA DEL REVESTIMIENTO.**

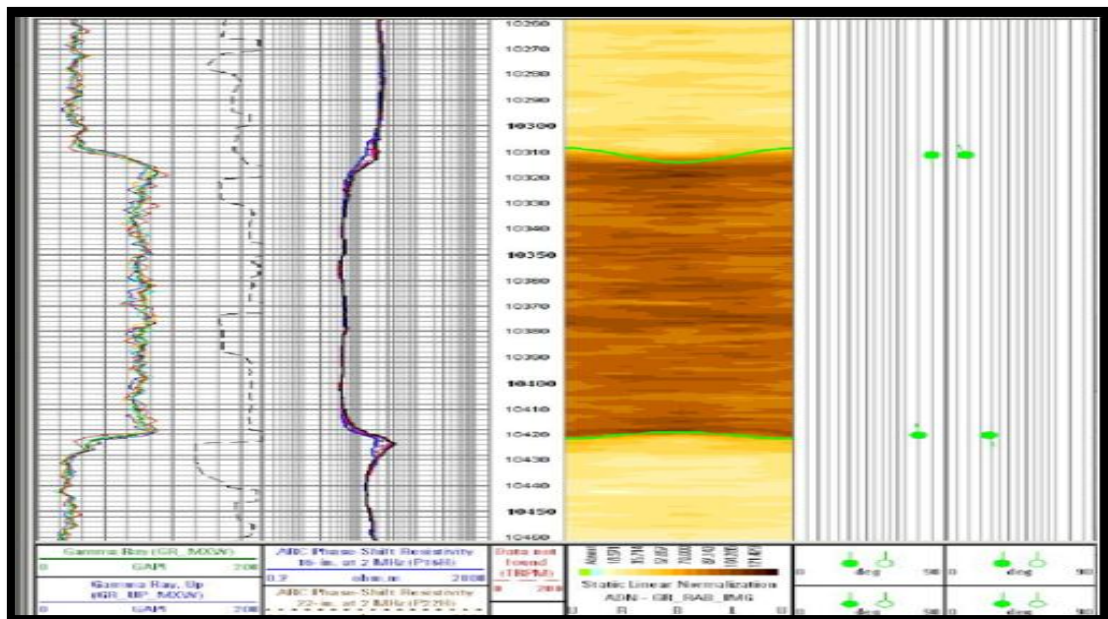


Fuente: Repsol.

Realizado por: Diego Rodríguez

La trayectoria interceptó una arena caolinítica, la cual se decidió cruzarla lateralmente durante un intervalo de 110 pies. Las propiedades de roca cambiaron de grano fino a medio-grueso, baja porosidad, baja resistividad y alta medida de rayos gamma. La inversión de las medidas direccionales profundas indicó un alto buzamiento a la entrada y salida de este cuerpo de arena y se interpretó como un posible deposito de canal fluvial. La interpretación de la geometría del cuerpo de arena caolinítica se soportó con la imagen de rayos gamma generada en tiempo-real utilizando una aplicación que permite cargar e interpretar detalladamente la información de imagen de pozo y estimar el buzamiento (caídas) de las capas que se cruzan y que presentan un alto contraste en las mediciones con respecto a las capas adyacentes (ver Gráfico N° 2.9).

## 9GRÁFICO N° 2.9 APLICACIÓN PARA INTERPRETACIÓN DE IMÁGENES DE POZO



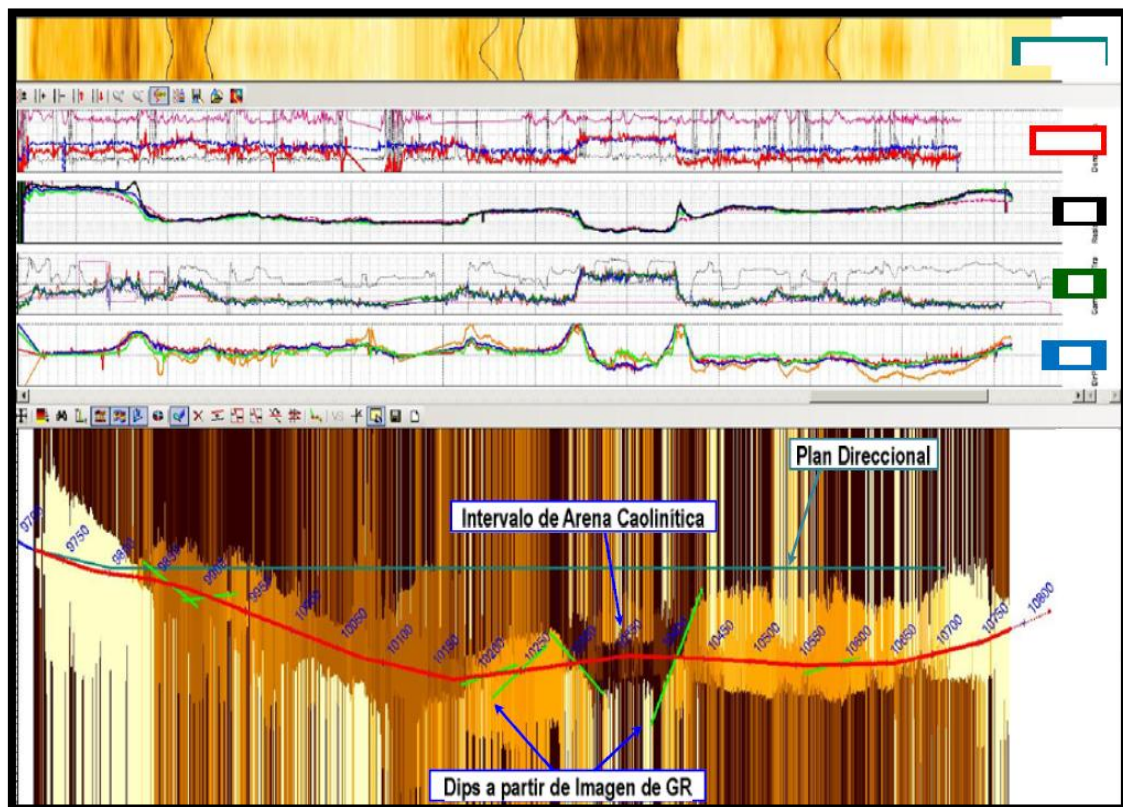
Fuente: Repsol.

Realizado por: Diego Rodríguez

Los buzamientos o caídas estimadas se exportan posteriormente al modelo de geonavegación y se representan como barras que indican el buzamiento aparente, lo cual permite correlacionar y validar la información de la inversión de las curvas direccionales profundas (ver Gráfico N° 2.10).

Después de cruzar el cuerpo de arena caolinítica, la trayectoria entró en una arena limpia con resistividades promedio de 30 ohm.m y mejores propiedades de porosidad y muestras de petróleo. La interpretación de la inversión de las curvas direccionales profundas indicó una ventana de navegación de aproximadamente 13 pies de espesor y bajo buzamiento de las capas, por lo que el objetivo de geonavegación se definió en mantener la trayectoria entre 90 y 91 grados de inclinación hasta alcanzar la profundidad total. En el intervalo final de la trayectoria se presentó una fuerte tendencia a levantar inclinación y se observó el acercamiento del tope de la arena objetivo hasta 5 pies en profundidad vertical por encima de la trayectoria, por lo que se decide llamar profundidad total después de haber perforado 114 pies adicionales al plan inicial para compensar el intervalo no productivo de arena caolinítica (ver Gráfico N° 2.10).

#### **10GRÁFICO N° 2.10 PANTALLA DE INVERSIÓN Y DISTANCIA A LAS CAPAS A LA PROFUNDIDAD FINAL DEL POZO PETROFÍSICA**



Fuente: Repsol.

Realizado por: Diego Rodríguez

## ***PETROFÍSICA – SEGMENTACIÓN***

Se usó redes neurales para la caracterización de facies y análisis convencional de registros para los parámetros petrofísicos. Además para la obtención de datos petrofísicos de los pozos (A-C21H:M1; A-C22H:M1 y A-C23H:M1), se siguió el siguiente lineamiento para cada uno de ellos, a continuación se expone el proceso para el análisis de del pozo A-C-21-H.

Durante la perforación del pozo horizontal A-C-21-H se corrieron registros mientras se perfora en tiempo real que sirvieron para la geonavegación y para la evaluación petrofísica. La información del modo memoria validó las interpretaciones previas. Los registros obtenidos comprenden rayos gamma acimutales, resistividad, densidad y neutrón.

### ***Volumen de arcilla (VCL)***

Se utilizó una función lineal de rayos gamma como indicador de arcilla. La arenisca M'1 puede mostrar intervalos con valores altos de rayos gamma que se podrían confundir con lutita; para estos casos, una función de doble indicador densidad-neutrón ayuda a corregir el VCL. De igual forma, cuando se dispone de la curva de potencial espontáneo (SP), ésta ayuda en la corrección del VCL. Para nuestro pozo ésta última corrección no se dispone.

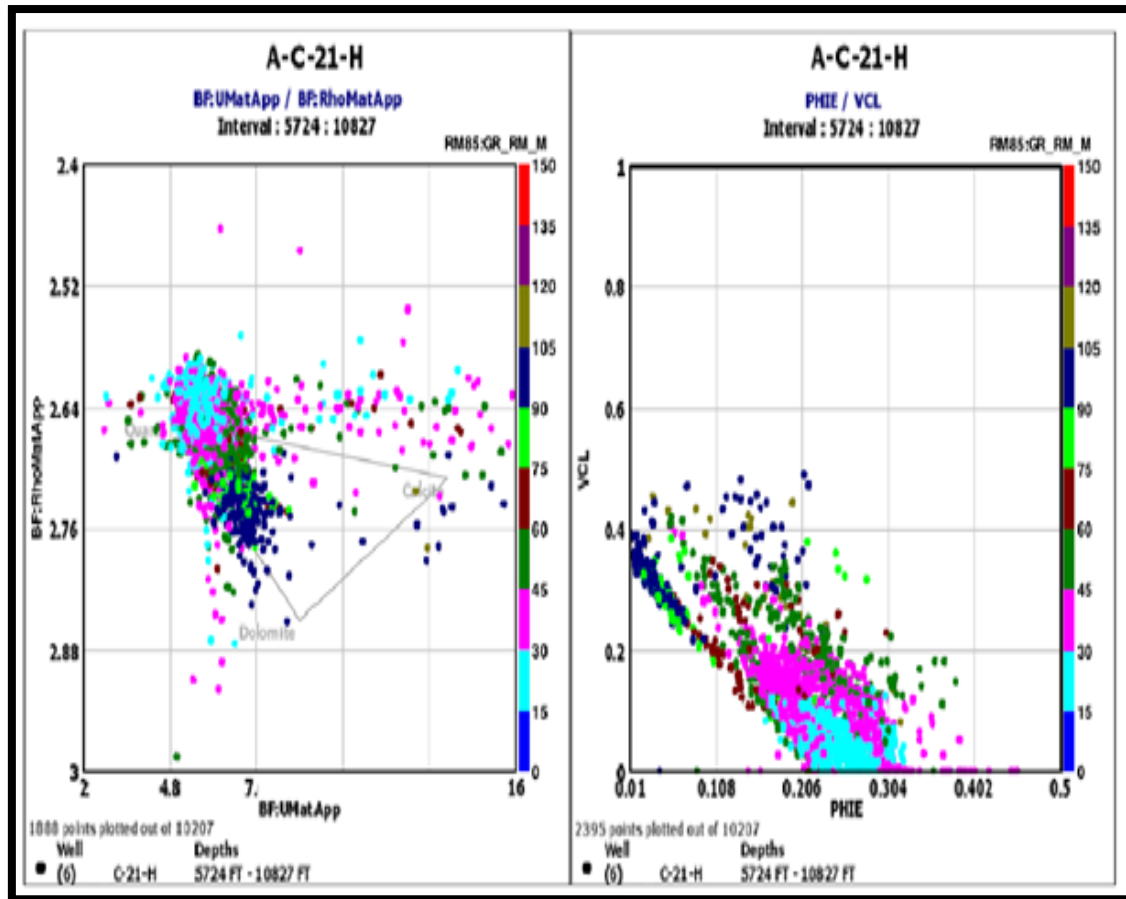
En muchos de los casos los valores altos de rayos gamma en la arenisca responden a contenidos altos de minerales torio y potasio presentes en caolinita y glauconita (Sotomayor J. 2005). El volumen de limo es mayor en la primera mitad de la sección horizontal mientras que la segunda mitad tiene una mínima cantidad de limo a excepción de un intervalo de 100 pies MD (10315 a 10415 pies) en donde la porosidad es muy baja, casi nula.

La arenisca muestra tener un alto contenido de cuarzo 90-100%, un grupo de puntos cae en un sector con 50% de dolomita y 50% de cuarzo que correlacionan con valores de rayos gamma de 90 a 105 GAPI (*gamma ray units* American Petroleum Institute) (ver Gráfico N° 2.11).

### **Porosidad efectiva. (PHIE) ( $\phi$ )**

El cálculo de porosidad se basa en la utilización de la función lineal de densidad (Rhomatriz = 2.65 g/cm<sup>3</sup>) combinada con la porosidad por neutrón. La corrección por VCL nos da la porosidad efectiva. El diagrama PHIE - VCL muestra una concentración de puntos que cae en valores VCL < 20% y la porosidad en un rango de  $0.14 < \phi < 0.30$ . Hay dispersión de puntos en  $0.20 < \text{VCL} < 50\%$  que corresponde a porosidades más bajas en un rango de  $0.01 < \phi < 0.20$ . En forma general, estas consideraciones muestran dos grupos de calidad de reservorio (ver Gráfico N° 2.11).

**11GRÁFICO N° 2.11 DIAGRAMAS XY; UMAT – RHOMAT (IZQUIERDA), PHIE - VCL (DERECHA).**



Fuente: Repsol.

Realizado por: Diego Rodríguez

### ***Salinidad de Agua***

El cálculo de salinidad por el método del SP produce generalmente valores más altos que los obtenidos por la producción de petróleo y agua. La información recolectada en todo el campo muestra variaciones entre pozos con un rango de salinidad entre 10,000 ppm a 18,000 ppm de cloruro de sodio, que da una resistividad de agua de formación  $R_w$ : 0.24 a 0.14 ohmm. Tomando un promedio de salinidad se obtiene 16000 ppm,  $R_w = 0.16$  ohmm @ 180F. El gradiente geotermal para el cálculo de la resistividad del filtrado a condición de reservorio y de la resistividad de agua de formación es  $GG = 0.0126$  F/ft.

### ***Saturación de Agua de Formación ( $S_w$ ).***

Los parámetros de Archie tomados del análisis de coronas para el cálculo de saturación de agua de formación son  $a=1$ ,  $m=2$  y  $n=1.8$ . Se adoptó el modelo doble de agua que permite una mejor aproximación del cálculo de la saturación de agua en zonas con un mayor contenido de arcillas en la arenisca.

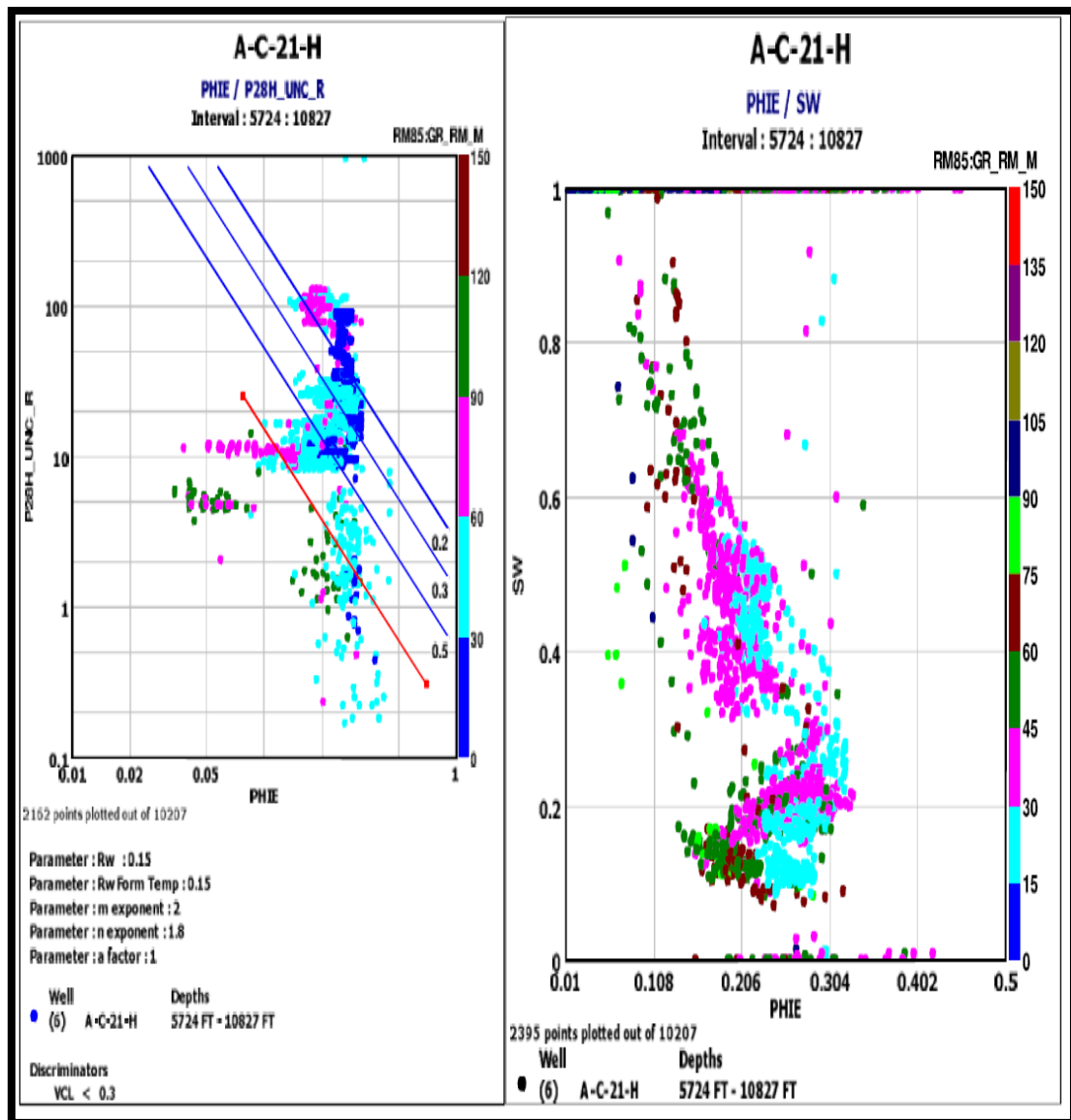
Se procedió de igual forma el cálculo de la saturación de agua en la zona lavada con el objeto de estimar la movilidad de hidrocarburos en el reservorio, a partir del cálculo de las curvas PHIE, BVW y BVWS<sub>xo</sub>. La cantidad de agua BVW está estrechamente relacionada a la constante de resistividad de agua ligada a la arcilla o "Bound water ( $R_{wb}$ )" asignada.

La saturación de hidrocarburo residual en la arenisca M1, obtenidas en coronas sugieren un valor de  $S_{Hr} = 0.15$ , el mismo que ajusta bastante bien con la saturación de la zona lavada ( $S_{xo}$ ). Interpretaciones previas en pozos direccionales sugieren que la saturación de agua no debe ser menor a 10% cuando el reservorio está en fase petróleo. (Sotomayor J. 2005).

En términos de saturación de agua para el pozo en análisis, el diagrama XY (PHIE,  $S_w$ ) (ver Gráfico N° 2.12) diferencia 3 grupos. El primero con saturaciones en el rango de  $0.10 < S_w < 0.3$ , el segundo  $0.3 < S_w < 0.6$  y el tercero  $S_w > 0.6$ . Este diagrama confirma el limite  $S_w > 10\%$  sugerido. Polarizaciones de la resistividad generaron valores de  $S_w$  cercanos a cero, los cuales se descartan por no válidos.



**12GRÁFICO N° 2.12 DIAGRAMA XY: PICKET PLOT MOSTRANDO EL ESTIMADO Y LOS PARÁMETROS DE ARCHIE ASIGNADOS (IZQUIERDA), PHIE – SW (DERECHA).**



Fuente: Repsol.

Realizado por: Diego Rodríguez

### ***DEFINICIÓN DE ROCAS TIPO (RKT)***

La información de coronas tomadas en el campo “A” permitió realizar el ajuste de la porosidad de coronas con la porosidad calculada de los registros eléctricos. Por otro lado, la permeabilidad requirió del uso de análisis estadístico para determinar los valores de corte para definir unidades de flujo (FZI). Tomando la relación para el cálculo de la permeabilidad del principio de Kozeny-Carman (ver Anexo N°9.7) en las diferentes unidades de flujo, asociado a la geometría del poro, se hicieron histogramas acumulados de LogFZI para obtener los bordes de las posibles unidades hidráulicas en los reservorios.

El valor de FZI viene de la relación  $RQI/PHIZ$ , donde  $Ret = 0.0314/(K/\phi)^{1/2}$  y  $PHtZ = \phi/(1 - \phi)$ . Del histograma acumulado se obtuvieron 11 unidades de flujo, estas fueron agrupadas y escaladas a 7 unidades de flujo. Por otro lado, se realizó electro facies usando la información de coronas de cuatro pozos, se inició con 16 y luego se agrupó en 7 electro facies analizando diagramas XY de neutrón - densidad y utilizando redes neurales.

Las electro facies fueron comparadas con las litofacies de coronas y las FZI punto a punto, agrupando finalmente en 5 grupos de rocas tipo (ver Tabla N°2.1); se indican las características petrofísicas; el volumen de arcilla, la porosidad y la permeabilidad de cada roca tipo. Este trabajo de agrupación de electro facies, litofacies y unidades de flujo en 5 rocas tipo forma parte de un estudio interno no publicado, realizado por Sotomayor J. y Bellosi E. (2005).

#### ***Las Rocas Tipo en el Pozo Horizontal***

Se utilizó redes neurales para crear el registro de rocas tipo de la sección horizontal del pozo en estudio. Se tomó la agrupación del pozo patrón con la definición de la tabla N°2.1. La consecución del registro parte de la agrupación de cuatro curvas fuente (VCL, RHOB, NpHl y DT) que generan un mapa de clasificación (red neural) de figuras de pastel, al cual se asignan las constantes de rocas tipo. Se efectuó luego un control de calidad comparando los espectros del pozo generado con el del pozo patrón (A-C16H).



El pozo horizontal no dispone de registro sónico (DT) por lo que fue necesario crear una función que calcule el DT. Con la experiencia de los pozos direccionales y tomando la ecuación de Wyllie (ver Anexo N°9.8) donde se conoce RHOf, DTf, DTma, se deriva la función.

**1TABLA N°2.1 DEFINICIÓN DE LAS ROCAS TIPO CON SUS CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS.**

Roca Tipo	1	2	3	4	5
<b>Litofacie</b>	Lutitas, carbonatos, lodolitas	arenisca muy fina a limosa con estratificación cruzada, caolinita	láminas de lodo	arenisca de medio a grueso, estratificación cruzada en artesa, calcita en zonas puntuales	arenisca gruesa con estratificación planar disarica, caolinita y cemento calcítico.
<b>Volumen de Arcilla</b>	> 10 %	> 40%	< 20%	< 12%	< 10%
<b>Porosidad</b>	< 20 pu	< 22 pu	< 25 pu	< 32 pu	< 30 pu
<b>Permeabilidad</b>	< 100 mD	< 500 mD	< 2000 mD	< 6000 mD	< 11000 mD

Fuente: Repsol.

Realizado por: Diego Rodríguez

### ***Permeabilidad. (K)***

Con la definición de cinco rocas tipo (RKT) que responden a una unidad de flujo independiente, se obtuvieron las ecuaciones de permeabilidad en función de la porosidad. El resultado se muestra en el registro interpretado compuesto (ver Gráfico N°2.4).

Si RKT=5 entonces  $K=993644 \cdot \phi^{0.3142}$

Si RKT=4 entonces  $K=759187 \cdot \phi^{0.5636}$

Si RKT=3 entonces  $K=208282 \cdot \phi^{0.5267}$

Si RKT=2 entonces  $K=56778 \cdot \phi^{0.4725}$

Si RKT=1 entonces  $K=0.1$

### ***Discusión y Segmentación***

Observando las respuestas de los registros eléctricos a través de diagramas XY e histogramas, y los registros interpretados, se realizó la segmentación o zonificación de la sección horizontal, el mismo que tiene un diámetro de hueco de 6,125 pulgadas.

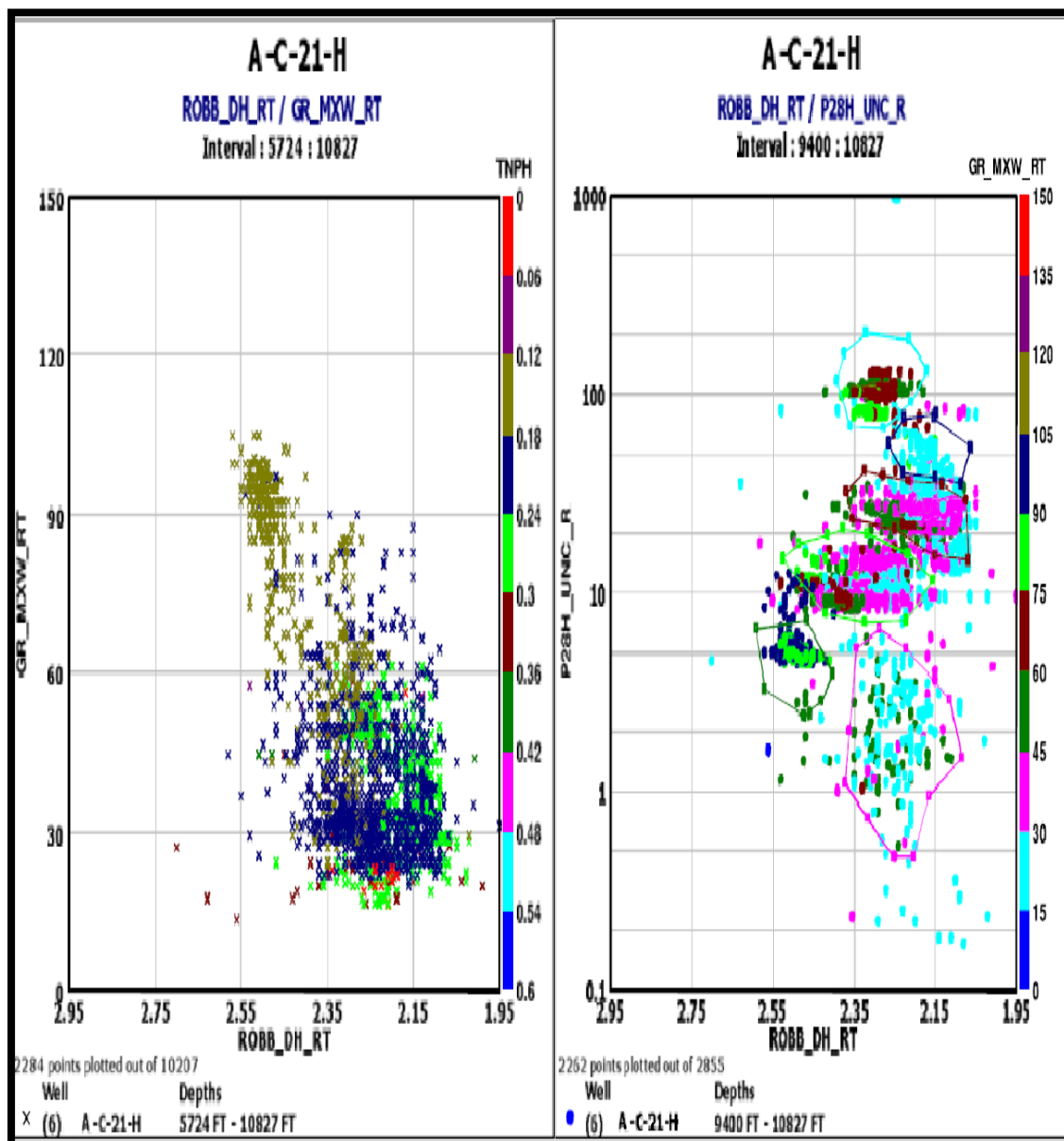
El histograma de rayos gamma muestra una distribución con tres modas de GR (30, 50 y 90 GAPI). El histograma de densidad muestra una distribución con tres modas (2.15, 2.26 y 2.48 g/cm<sup>3</sup>).

Si graficamos un diagrama XY GammaRay-Densidad, estos grupos modales correlacionan entre sí en nubes de puntos que se dividen parcialmente (ver Gráfico N° 2.13). Dos áreas se diferencian claramente, la concentración de puntos a 30 GAPI y a 90 GAPI, mientras que la nube de puntos 50 GAPI es dispersa y no es fácil separarla; por otro lado, la densidad con la resistividad correlacionan en un diagrama XY mostrando 6 grupos de nubes de puntos (ver Gráfico N° 2.13) de fácil separación.

Al segmentar o zonificar el registro del pozo considerando cambios marcados de porosidad efectiva que tienden a cero en función de la profundidad (Anexo N° 9.7), se obtienen 6 grupos igualmente.

Realizando ahora el mismo diagrama XY (densidad, resistividad) luego de segmentar con porosidad, coincidentemente se diferencian las zonas de nubes de datos antes marcadas; con una excepción, el segmento 6 se sobrepone al 4. Se puede ver además que existen algunos datos del segmento 2 sobrepuesto al segmento 3 (ver Gráfico N° 2.14).

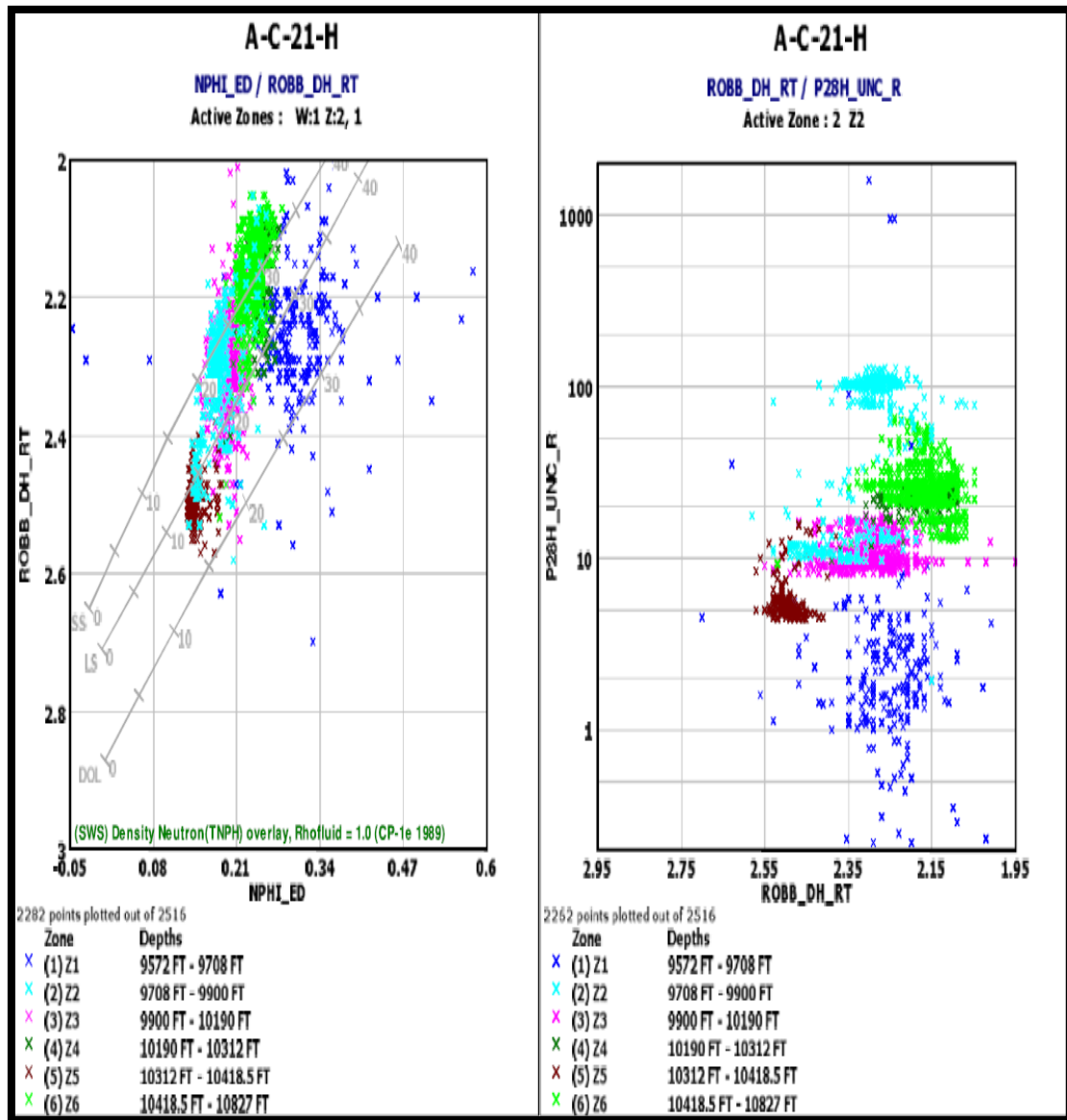
**13GRÁFICO N° 2.13 DIAGRAMAS XY; DENSIDAD - GR (IZQUIERDA),  
DENSIDAD - RESISTIVIDAD (DERECHA).**



Fuente: Repsol.

Realizado por: Diego Rodríguez

**14GRÁFICO N° 2.14 DIAGRAMAS XY DESPUÉS DE SEGMENTAR LA SECCIÓN HORIZONTAL; NEUTRÓN – DENSIDAD (IZQUIERDA), DENSIDAD - RESISTIVIDAD (DERECHA). SEGMENTOS: 1 AZUL, 2 CELESTE, 3 ROSADO, 4 VERDE OSCURO, 5 CAFÉ, 6 VERDE CLARO.**



Fuente: Repsol.

Realizado por: Diego Rodríguez

Estas comparaciones muestran que el diagrama resistividad-densidad ayuda a separar 5 grupos de respuestas de registros eléctricos combinando con un simple criterio de separar zonas por cambios importantes de porosidad.

De esta forma, toda la sección horizontal se segmentó en 6 partes: el segmento 1 es información no válida (medidas detrás la tubería de revestimiento de 7 pulgadas), y los segmentos 2 al 6 del hueco abierto. Ver también (Gráfico N° 2.4) La revisión de los rípios de perforación ayuda a soportar esta segmentación. Así tenemos; un alto porcentaje de caolinita >50% y también trazas de lutita corresponden al segmento 5, en el resto de segmentos se indica 100% de granos de cuarzo. El cambio de tamaño de grano ayuda también a separar las zonas (ver Gráfico N° 2.4), los cambios en GR coinciden con cambios de tamaño de grano.

En la evaluación de registros, la presencia de caolinita está representada como limo en el registro compuesto (ver Gráfico N° 2.4), se puede distinguir que los segmentos 2,3 y 5 tienen mayor contenido de limo que los segmentos 4 y 6. Por otro lado, el registro de rocas tipo es más homogéneo en los segmentos 4 y 6, y más heterogéneo en los segmentos 3 y 2. Si se correlaciona con la permeabilidad se observa que; K es más variable en los segmentos 3 y 2 que en los segmentos 4 y 6. Adicionalmente se puede observar que existen barreras de baja porosidad y permeabilidad entre las zonas.

De esta forma, cuando el reservorio es más heterogéneo, la permeabilidad es más variable y cuando es homogéneo la permeabilidad es poco variable, aspecto que tiene sentido geológico. En todos los segmentos a excepción del segmento 5 la movilidad de hidrocarburo es bastante buena. Aparentemente existe un mayor volumen de agua en el segmento 3, que se atribuía a mayor saturación de agua irreducible ligada a la presencia de limo y lutita, y no al agua libre. (Inferido, no ha sido posible medirlo al no contar con resonancia magnética). El arranque de producción podría validar esta asunción pues el corte de agua inicial fue bajo, BSW = 7"/o, comparado con el histórico de arranque de pozos.

### ***Parámetros de roca por segmento***

Se resume los parámetros petrofísicos caracterizando cada zona (Tabla N° 2.2). Si bien hay una similitud de porosidad, saturación de agua y permeabilidad entre los segmentos 6 y 4, es posible diferenciar de éstas, los segmentos 2 y 3; las mismas que poseen características distintas. De igual forma el los valores de gas y el tamaño de grano muestran una singularidad para cada zona.

Un aspecto controversial es la relación de lecturas de Gas con la permeabilidad; el mayor contenido de gas ocurre en el segmento con menor permeabilidad promedio y al contrario, el menor contenido de gas está en el segmento con mayor permeabilidad promedio. (Tabla N° 2.2)

**2TABLA N° 2.2 RESUMEN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS POR SEGMENTO.**

ZONA	REGISTRO ELECTRICO						REGISTRO DE LODO	
	Tope pies	Base pies	Neto de Arena pies	Porosidad $\Phi$ dec	Saturación de Agua dec	Permeab. K mD	GAS Total ppm	Tamaño de Grano
4	10190	10312	117	0.264	0.202	6985	560	medio a grueso

Fuente: Halliburton.

Realizado por: Diego Rodríguez

### ***Contribuciones técnicas y económicas de la geonavegación***

El estudio y análisis de los datos obtenidos por la geonavegación permitió establecer las siguientes contribuciones:

- a) Criterios para "Tomar Decisiones" durante la geonavegación de pozos horizontales. Criterios de segmentación en secciones de pozos horizontales para el diseño de completación.
- b) Conocimiento de la heterogeneidad de la arenisca M1 y de sus propiedades de roca para mejorar la caracterización del reservorio.
- c) Reducción de la necesidad de perforar pozos pilotos en la perforación de pozos horizontales.
- d) Criterios para optimizar el posicionamiento de pozos horizontales durante la perforación, el cual permite obtener mayor producción de petróleo durante la vida útil del pozo.

Conocer la heterogeneidad del reservorio, permitió una adecuada completación para controlar la tasa de producción de agua en el pozo horizontal desde el arranque mismo; reduciendo los volúmenes de inyección de agua de producción que se traduce en reducción de costos de energía, El pozo inició produciendo 2377 BFDP, 2220 BOPD, BSW =7%. Después de 6 meses de producción, el pozo acumuló 258 MBOPD, con 6064 BFDP, 1110 BOPD, BSW=82%.

### ***PROBLEMÁTICA DE PRODUCCIÓN DE AGUA DEL CAMPO “A”***

En el bloque “X” del oriente ecuatoriano en el campo “A” el equipo de desarrollo ha producido los campos realizando pozos direccionales y horizontales, inicialmente navegando en espesores de arena ( $h=60$  pies) saturados de petróleo y progresivamente se han navegando en espesores de pago cada vez menores, ya sea porque el contacto agua-petróleo está más cercano al tope del reservorio o por que los nuevos objetivos son reservorios de poco espesor.

Los pozos horizontales fueron completados con mallas en de 1000 pies de sección horizontal. La producción de agua es el principal problema, el fluido fácilmente puede alcanzar altos cortes de agua (BSW=95%) en un período de alrededor de 3 meses o aun menos, debido a un potente acuífero activo. Este carácter de producción con un alto BSW conduce a la compañía a implementar técnicas de control de agua de producción y/o mejoramiento de recuperación de hidrocarburos.

En diciembre de 2009, un pozo horizontal fue posicionado dentro del reservorio arenisca M1 y completado con una arquitectura no convencional en zonas segmentadas, diseñado en base a las propiedades del reservorio e incluyendo mallas, Dispositivos de Control de Flujo (ICD) y empacaduras para producir efectivamente de toda la sección expuesta.

### ***MECANISMO DE EMPUJE EN EL YACIMIENTO***

La recuperación de petróleo del yacimiento se obtiene mediante un proceso de desplazamiento, siendo los principales los siguientes:

1. Expansión de la roca y de los fluidos
2. Empuje por gas disuelto
3. Empuje por capa de gas
4. Empuje por agua
5. Desplazamiento por segregación

En lo que respecta al Bloque “X” y la formación Napo M-1, el sistema presente de desplazamiento es de empuje por agua de fondo lateral, una capa de gas está presente pero el desplazamiento gravitacional en el mecanismo es despreciable y no influye en el proceso de desplazamiento, ya que hay muy poca liberación de gas debido al mantenimiento de la presión por el acuífero.

### ***CÁLCULO DEL PETRÓLEO ORIGINAL IN SITU***

El cálculo del petróleo original in situ en el Campo “A” se lo realizó a través de un modelo de simulación de reservorio realizado el 18 y 19 de septiembre de 1997 en las oficinas de Dallas, para el yacimiento M-1. Este estudio nos permite conocer que las petróleo in situ son 260,93 MMBP, teniendo como reservas recuperables 56,25 MMPB, contando con un factor de recuperación de 21,25% de petróleo original. (Fuente Repsol,1997).



## CAPITULO III

---

### **SIMULACIÓN Y MODELIZACIÓN**

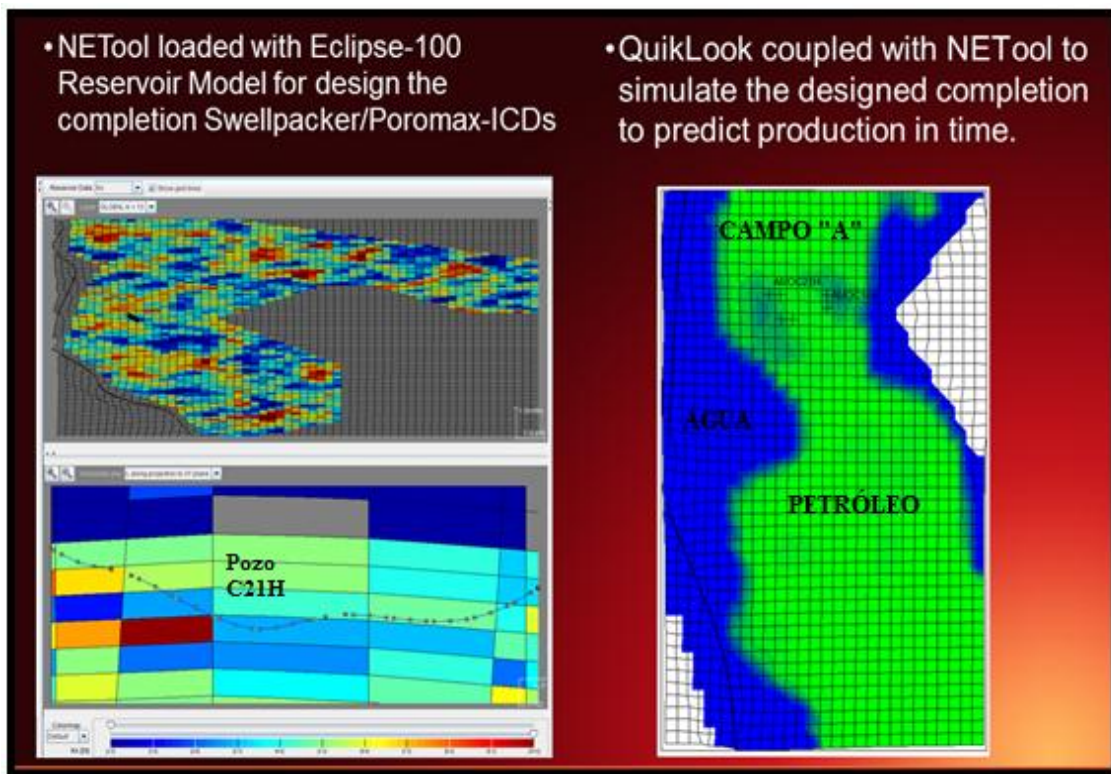
#### ***SOFTWARE DE SIMULACIÓN PARA LA COMPLETACION CON EQUIFLOW - ICDs***

La simulación y el modelamiento de un pozo productor o inyector que va a utilizar una completación con el sistema EquiFlow–ICDs es un elemento de diseño crítico.

Hay diferentes herramientas que pueden ser utilizadas para la simulación. NETool (para análisis nodal) es ahora ampliamente utilizado por los operadores y otros proveedores de ICD. NETool es un software de estado estacionario es decir, que no muestra el efecto de la ICD a través del tiempo como un simulador de yacimientos.

Ingenieros de yacimientos pueden trabajar con los operadores a la hora de diseñar la ICD para algunas aplicaciones específicas mediante el uso del software NETool. Para simular la producción en el tiempo usamos el simulador QuikLook acoplado al software NETool.

### 15GRÁFICO N° 3.1 VISUALIZACIÓN DE LAS PANTALLAS DE SIMULACIÓN DEL LOS PROGRAMAS NETOOL Y QUIKLOOK



Fuente: Halliburton.

Realizado por: Diego Rodríguez

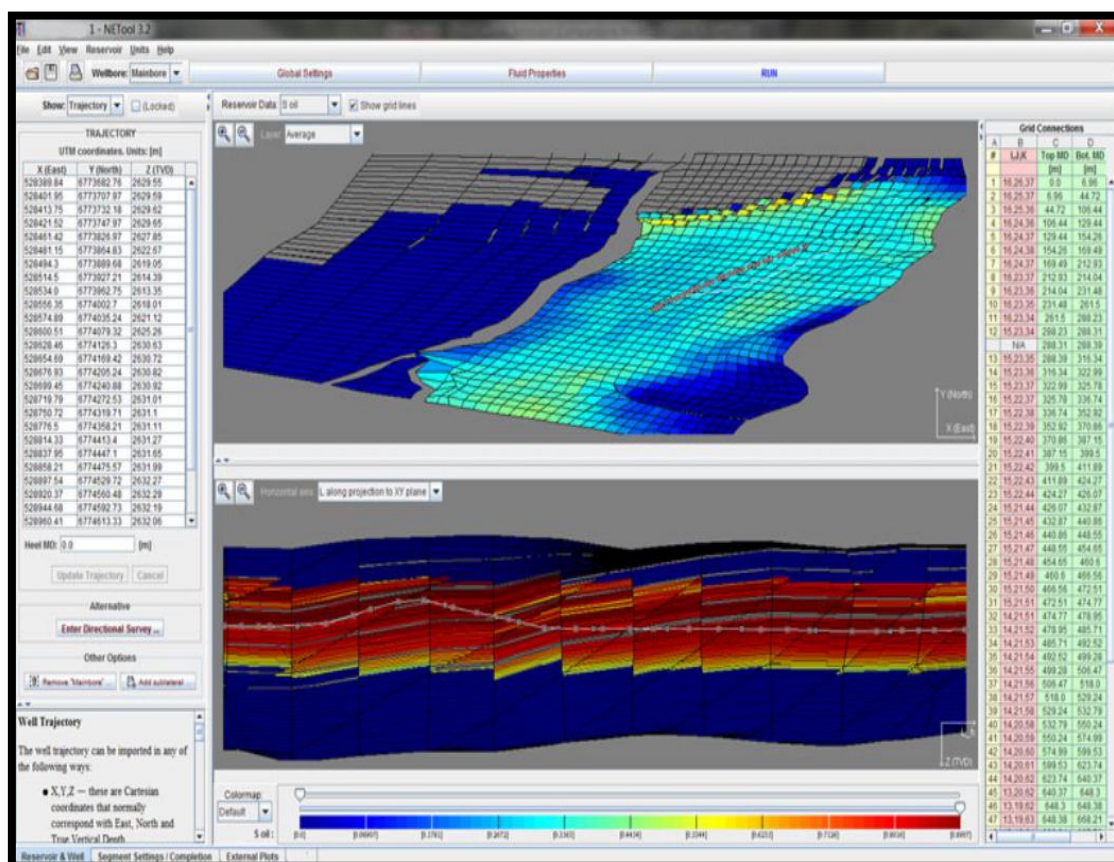
En el Gráfico N° 3.1 a la izquierda tenemos el modelo del cliente en ECLIPSE cargado en NETool y a la derecha es el mismo depósito (Campo “A” en Ecuador) cargado en QuikLook. La primera aplicación de la ICD en el Ecuador se instaló en el pozo A-C21H (ubicado a la izquierda en el gráfico superior) El pozo vecino A-C16H es un pozo horizontal completado con mallas (sistema SAS Standalone Screen) ubicado a la derecha del A-C21H. El pozo A-C16H fue usado para calibrar los modelos obteniendo un excelente cotejo en el history match.

## NETOOL™ SOFTWARE DE SIMULACIÓN

El NETool es un software en estado de equilibrio; basado en una red de datos para simular el cálculo rápido del flujo de fluido multifásico a través de la completación del pozo y la región del borde del pozo. La completación del pozo y la región cercana al pozo están representados por una distribución de nodos que pueden ser interconectados por canales de flujo.

La especificación de detalles en la completación da una caída de presión adecuada para cada canal de flujo, ya sea de la formación, en espacio anular o en el intervalo de terminación de los caminos. A través de la colocación interactiva y selección de componentes a utilizar en la completación con una función de las correlaciones de caída de presión, los efectos de la posición, la longitud y configuración de la completación en respuesta de la producción son fáciles de modelar.

### 16GRÁFICO N° 3.2 PANTALLA DEL SIMULADOR NETOOL.



Fuente: Halliburton

Realizado por: Diego Rodríguez

Los efectos del uso de una completación EquiFlow-ICDs puede ser visto al configurar los parámetros básicos en el software NETool y ejecutando diferentes diseños de completaciones con diferentes parámetros de las entradas tales como el corte de agua, permeabilidad, modelos de skin, etc. El software NETool permite el funcionamiento de numerosos escenarios muy rápidamente a fin de comparar los resultados y optimizar la realización.

NETool llena el vacío entre los simuladores de yacimientos y el asesor de diseño de software. Combina la productividad del yacimiento con el rendimiento de flujo de la completación para permitir el modelado rápido de la hidráulica del reservorio.

***¿Cuándo es NETool una herramienta adecuada?***

- a) Pozos horizontales largos
- b) Pozos inteligentes y avanzados
- c) Pozos a través de varias zonas
- d) Largos o delgada periodicidad de las zonas de pago
- e) Las zonas con diferentes presiones
- f) Otras situaciones complejas de completación

***¿En qué puede NETool ayudar?***

- a) Obstaculizar la irrupción de gas o de agua
- b) La colocación de pozos dentro del depósito
- c) Pozos Multi-laterales
- d) La producción de las zonas de baja presión
- e) Selección y diseño de componentes avanzados de terminación

## ***Beneficios al utilizar NETool***

### ***Mejorar el diseño de la completación***

- a) Simular de forma precisa los patrones complejos de flujo en la producción del pozo
- b) Mejorar el diseño del pozo y las acciones basadas en el rendimiento de la producción
- c) Adaptar a la completación las propiedades encontradas durante la perforación NETool <sup>TM</sup>
- d) Simulación Hidráulica de una región vecina a la completación del pozo

### ***Optimización de la producción***

- a) Evaluar el impacto en la producción para la nueva perforación y tecnología de completación
- b) Entender el mal desempeño de los pozos de producción
- c) Interpretación de PLT

### ***Diseño del pozo basado en la respuesta de producción***

- a) Evaluar los efectos de los componentes de completaciones avanzadas, posición y la longitud del pozo, y multi-laterales

### ***Características***

Las completación de pozos hidráulicos en:

- a) Petróleo – gas – agua como flujo de fluidos no newtonianos
- b) Presión de petróleo / volumen / temperatura (PVT) del modelo, pasando a través del punto de burbuja, a el condensado
- c) Tubería simultánea y el flujo de anillo
- d) Completación de las correlaciones específicas de flujo

- e) Matriz de la ecuación completa (como un simulador de yacimientos), no es un análisis nodal
- f) Especificación de BHP / THP o el caudal como objetivo de la simulación
- g) Modelos de productividad: en honor a heterogeneidades locales, variaciones de daños skin, la permeabilidad relativa y los efectos de PVT
- h) Definición interactiva de la trayectoria del pozo y los detalles de completación

### ***Las aplicaciones de campo***

- a) Los dispositivos de control de flujo de entrada (ICD) de optimización
- b) Finalización del diseño
- c) Requisitos de aislamiento zonal
- d) Estrategia de perforación
- e) Diseño multilateral
- f) Comprensión de PLTs y pozos problemáticos
- g) ICD vs válvulas de entrada de control (ICVs) y el aislamiento zonal
- h) Pozo inyección y los perfiles de producción
- i) Longitud óptima
- j) Optimización del retraso de la conificación de gas
- k) Diseño de Stinger ( Cementación)

### ***Rápida ejecución, los datos de entrada fácil***

- a) Fácil e intuitiva interfaz, los menús "inteligentes"
- b) La introducción de datos Intuitivo y fácil

- c) Rápido. Las simulaciones se llevan a cabo en cuestión de segundos en lugar de horas. Esto permite revisiones de diseño durante la perforación del pozo, cuando el tiempo es crítico.
- d) Solución para el flujo en la tubería, el anillo, frente a la formación y en el medio; la resolución automática de direcciones de flujo
- e) Fondo para la importación de depósito de conjunto de datos, formato de Eclipse™ es totalmente el apoyo
- f) Numerosos modelos flexibles de completaciones de pozos por la caída de presión permiten diseño de nuevas completaciones

#### ***Opciones de completaciones***

- a) Tubo de blanco
- b) Orificio abierto
- c) Revestimiento perforado
- d) Revestimiento ranurado
- e) Envuelto mallas de alambre
- f) Empaques de grava y gravilla pozo entubado
- g) ICD e ICVS
- h) En las válvulas de la tubería
- i) Packers
- j) Anillo colapsados
- k) Uniones multilaterales**

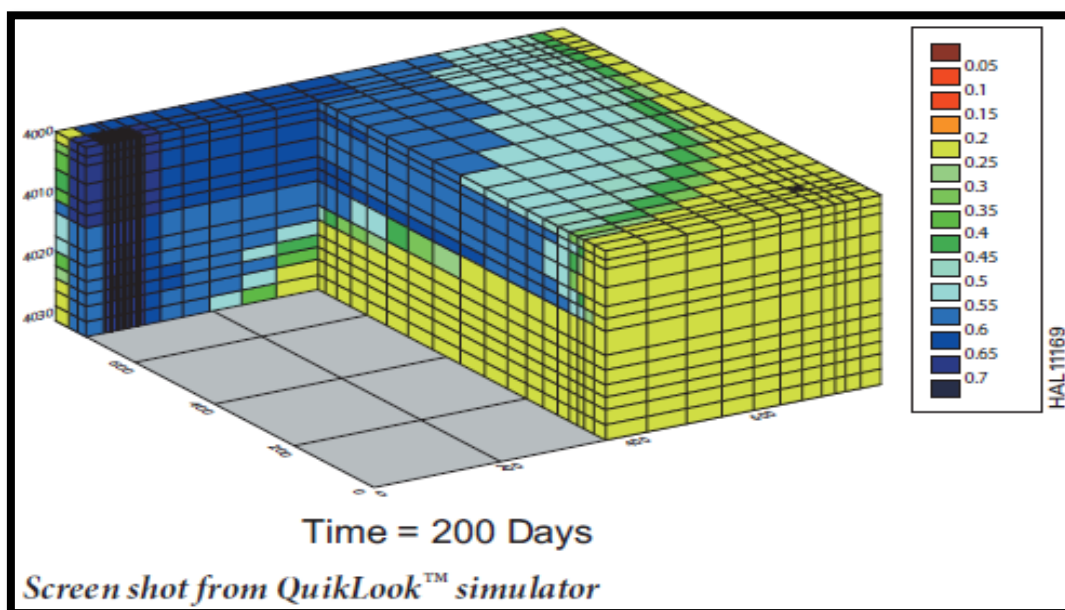
## ***QUIKLOOK™ SOFTWARE DE SIMULACIÓN***

QuikLook™ es una herramienta de simulación que se utiliza para estudiar los efectos a largo plazo (análisis transitorio) de una completación con EquiFlow-ICDs en el reservorio. QuikLook es excepcionalmente versátil y fácil de ejecutar, con una potente capacidad de visualización de los resultados, con datos importados de otros simuladores si es necesario.

El software QuikLook combina el poder de los simuladores de yacimientos numéricos con una interfaz sencilla y fácil de usar. El módulo de fluidos de yacimiento tiene una herramienta de gestión gráfica para introducir datos complejos, así comprobar la consistencia de los mismos, generar gráficos complementarios, mostrar gráficos interactivos, lanzamiento y seguimiento de las corridas de simulación y análisis de resultados.

El gráfico N°3.3 muestra un ejemplo de QuickLook donde se observa la distribución de agua en el reservorio desde un pozo inyector a un pozo productor a través de una zona de alta permeabilidad en la parte superior del reservorio.

**17GRÁFICO N° 3.3 VISTA EN 3 DIMENSIONES DE LA DISTRIBUCIÓN DE AGUA EN UN RESERVORIO.**



Fuente: Halliburton.

Realizado por: Diego Rodríguez



### ***La filosofía de colaboración***

Halliburton cree que la única manera de maximizar los beneficios de una completación con EquiFlow – ICDs es el modelo de la completación y el comportamiento del reservorio es una relación de colaboración con sus clientes. De esta manera juntos no solamente se persiguen las expectativas de los resultados del uso de la tecnología, sino también se debe construir una base para la continua mejora en las completaciones futuras en el campo.

### ***Descripción general de flujo de trabajo***

Para iniciar el modelamiento son necesarios algunos parámetros de pozo y yacimientos. La exactitud de los resultados depende en gran medida de la precisión de los datos de entrada utilizados por el software. Una vez que se da el ingreso de datos, los ingenieros de reservorios de Halliburton utilizarán el software NETool para modelar la completación y el wellbore como se describió anteriormente teniendo tres escenarios básicos en la mayoría de casos.

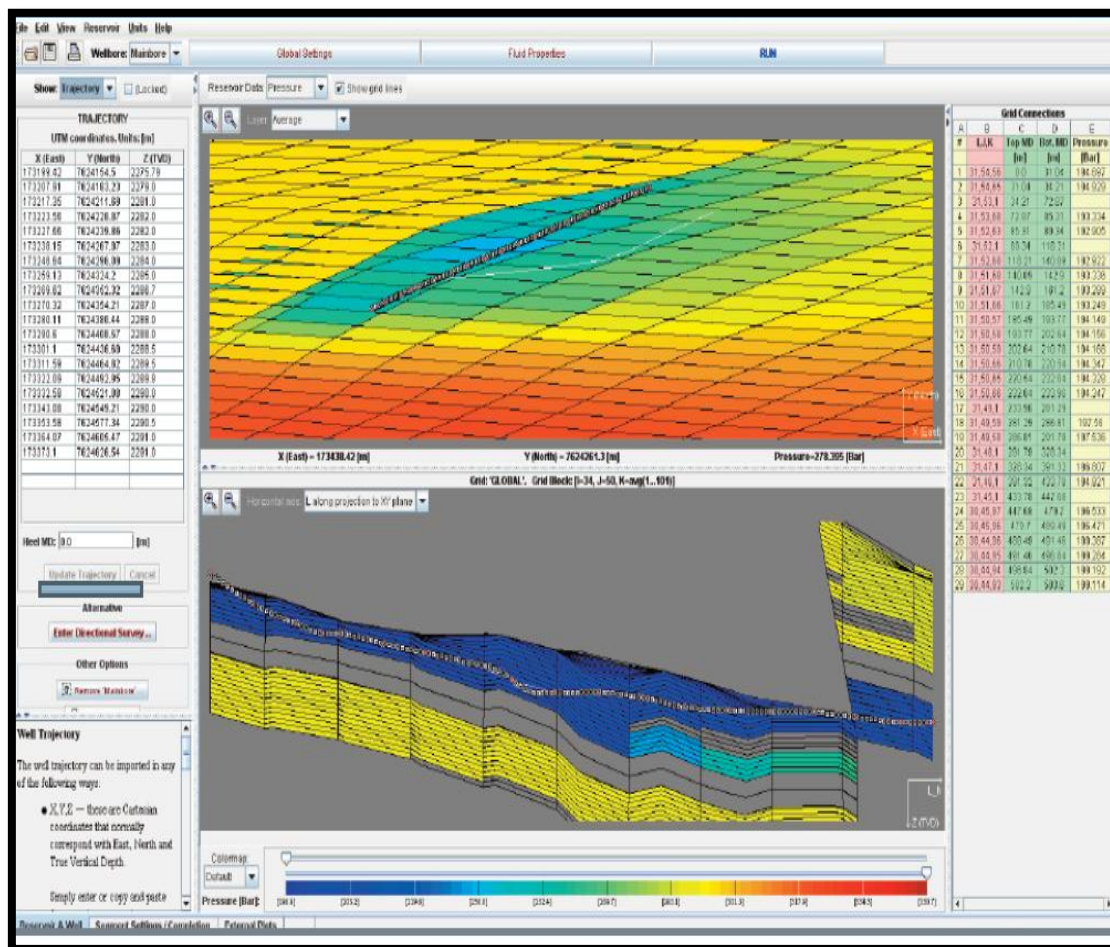
1. Completación liner ranurado o hueco abierto - Este suele ser el estándar de la completación que se corre en el campo y se utiliza como una base sobre la cual todos los escenarios optimizados de la completación que se evalúan.
2. Caso base de la completación EquiFlow-ICDs - Este escenario se ejecuta con un diseño optimizado EquiFlow-ICDs en conjunto compartiendo la sección horizontal utilizando uno o más dispositivos de aislamiento zonal (swellpackers).
3. Optimización de la completación EquiFlow-ICDs En este caso el modelo es ajustado normalmente incrementando el número de compartimentos en la realización y el empleo de EquiFlow-ICDs con mayor o menor caídas de presión.

Las salidas resultantes de los tres escenarios ilustran claramente el beneficios de nivelar las tasas de producción en todo el intervalo y frecuentemente son evidencia suficiente para mover el proyecto hacia adelante.

Utilizando un enlace entre la aplicación NETool y el QuikLook, podemos cuantificar los beneficios asociados con cada escenario simulado. El resultado es una clara comprensión del rendimiento del pozo en el tiempo con respecto a la producción de petróleo acumulado y a la disminución en la producción de agua.

En el gráfico N° 3.4 se muestra la pantalla principal de NETool con los datos del yacimiento modelado. Las propiedades del modelo simulado pueden ser gráficamente visualizadas, como por ejemplo: porosidad, permeabilidad, saturaciones, etc. Esta visualización revela los puntos óptimos para la ubicación de los pozos en el reservorio. El pozo se puede introducir a través de su trayectoria y también cada punto lo mueve o ubica con el ratón manualmente.

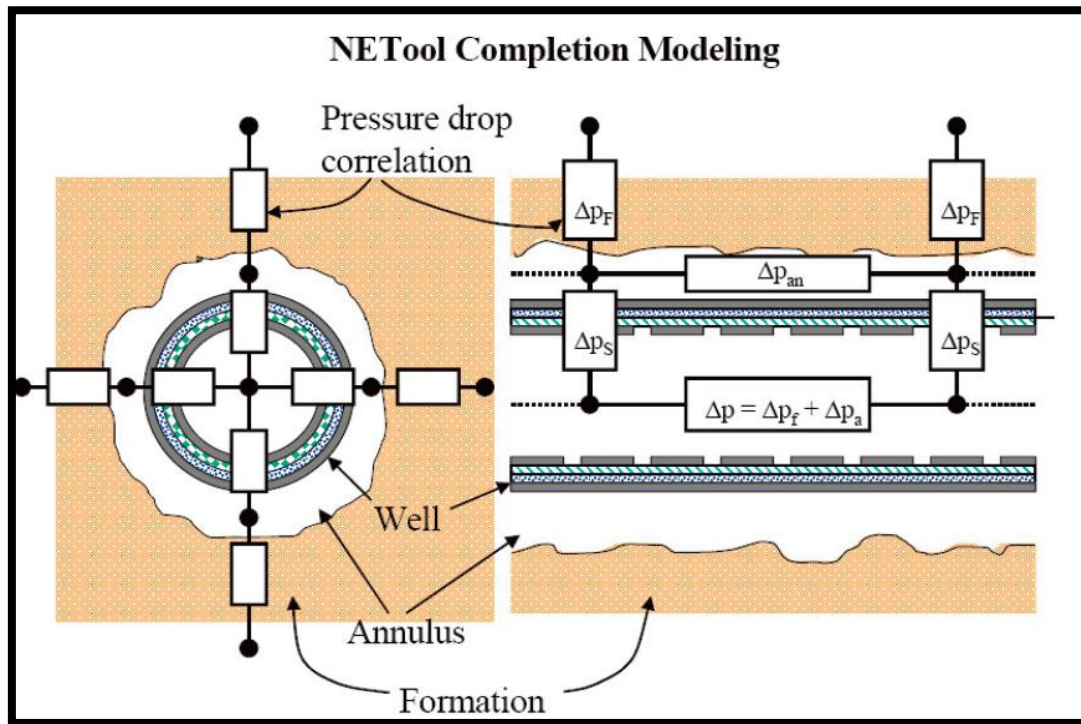
### 18GRÁFICO N° 3.4 PANTALLA PRINCIPAL DE NETOOL CON LOS DATOS DEL YACIMIENTO ESTABLECIDO.



Fuente: Halliburton.

Realizado por: Diego Rodríguez

**19GRÁFICO N° 3.5 VISTA DE PLANTA DEL POZO Y LA SECCIÓN TRANSVERSAL O LATERAL DEL POZO.**



Fuente: Halliburton.

Realizado por: Diego Rodríguez

A la izquierda la sección transversal del pozo; la sección transversal derecha muestra la sección horizontal del pozo.

## CAPITULO IV

---

### SWELLPACKER (PACKERS INCHABLES)

#### 20GRÁFICO N° 4.1 SWELLPACKERS O SISTEMAS DE AISLAMIENTO.



Fuente: Halliburton.

Realizado por: Diego Rodríguez

#### *Información general*

Los sistemas de aislamiento Swellpacker y Waterpacker se basan en las propiedades de hinchamiento del caucho en hidrocarburos y agua.

La nomenclatura utiliza Swellpacker como el nombre de la base, el líquido de la activación se menciona a continuación.

***Swellpacker + Swellfluid (Fluido de hinchazón) + Retardo + Características + Dimensiones***

El fluido de hinchazón puede ser en base petróleo (OS), hinchazón en base de agua (WS) o híbrido (SA).

**3TABLA N° 4.1 LA SIGUIENTE TABLA MUESTRA ALGUNOS EJEMPLOS DE UTILIZACIÓN DE LA NORMA ANTES DESCRITA.**

<b>Name</b>	<b>Swellfluid</b>	<b>Delay</b>	<b>Features</b>
Swellpacker	OS	L 2A	
Swellpacker HT	WS		
Swellpacker HPE	OS	0A	
Swellpacker Dual		0A	CMT
Swellpacker Cable	OS	L 2B	CL2
Swellpacker LT	WS	4C	
Swellpacker K2	OS	2A	H2S
Swellpacker Lite II	OS	4A	
Swellpacker LSR	OS	4B	
Swellpacker	HS	0B	

Fuente: Halliburton.

Realizado por: Diego Rodríguez.

Los swellpackers se hinchan hasta un 200%, sellando el espacio anular alrededor de la tubería para aislar las zonas productoras. Una vez desplegada la goma retiene su flexibilidad, permitiendo que el swellpacker se vaya adaptando a los cambios en la formación con el transcurso del tiempo estimado en el diseño, conservando la integridad del sello.

El swellpacker se puede utilizar en ambientes de hueco entubado, sin embargo, cuando se utiliza directamente en el hueco abierto, permite a los operadores prescindir de la necesidad - y por lo tanto el gasto - de cementación en la perforación. También se los puede utilizar en pozos multilaterales.

### ***Características***

- a) Adecuado para pozos entubados y a hueco abierto
- b) Construcción robusta
- c) Sin partes móviles
- d) Sin necesidad de un especialista para su instalación
- e) Cable de alimentación de energía através del swellpacker
- f) Auto-sellamiento, libre de la intervención con tecnología adicional
- g) El ajuste de cable es opcional
- h) La integridad del casing se mantiene
- i) Swellpacker se hincha según la configuración del liquido a usar para la expansión del mismo como hidrocarburos, en base agua y con salmuera

### ***Ventajas***

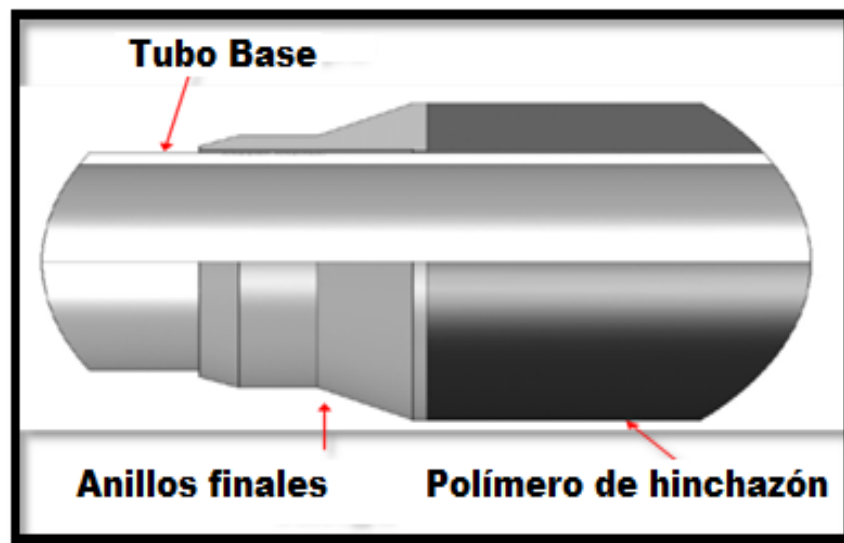
- a) Perfecto sellamiento sobre la geometría irregular del pozo
- b) La solución alternativa a la cementación y perforación
- c) Reduce las partes mecánicas y el riesgo de derrumbe del fondo del pozo
- d) Ayuda a aislar la producción de zonas con mayor eficacia
- e) Ayuda a reducir el costo del pozo
- f) Ayuda a reducir el tiempo de la torre de perforación

### ***PARTES DEL SWELLPACKER***

El producto base se compone de:

- a) Tubo base
- b) End rings (anillos finales)
- c) Elemento elastomérico o polímero de hinchazón

## 21GRÁFICO N° 4.2 PARTES DEL SWELLPACKER



Fuente: Halliburton.

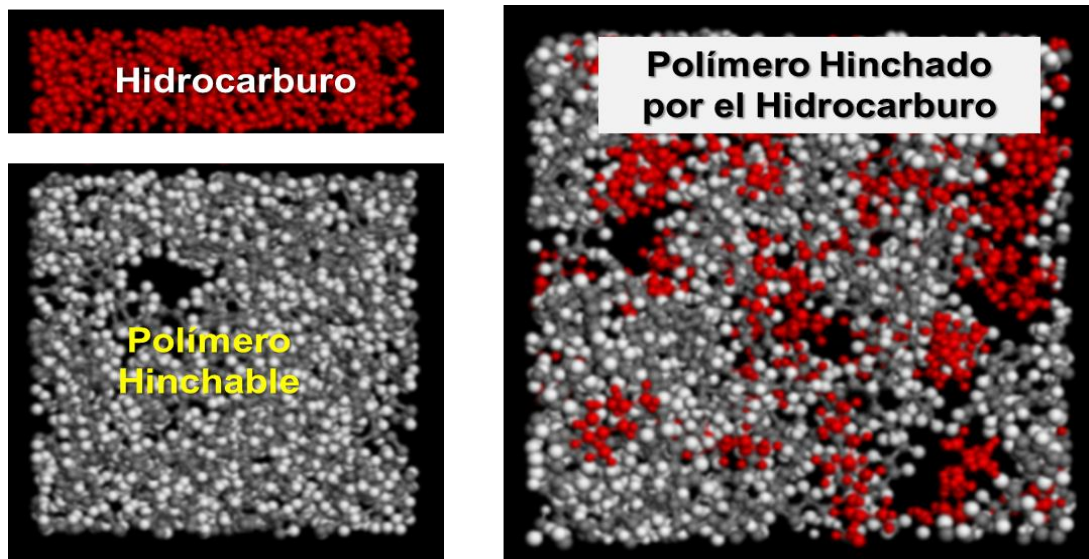
Realizado por: Diego Rodríguez

### ***PROCESO DE HINCHAMIENTO CON HIDROCARBURO***

- 1) Proceso de difusión.
- 2) Moléculas de hidrocarburo atrapadas en la matriz de goma por afinidad.
- 3) Continúa el hinchamiento hasta que se alcanza el equilibrio.
- 4) Cuando el elemento esta confinado, se desarrolla presión interna de hinchamiento.
- 5) Proceso de una sola vía es irreversible.
- 6) Variables Viscosidad y Temperatura.



## 22GRÁFICO N° 4.3 COMPORTAMIENTO DE LA GOMA AL HINCHARSE CON HIDROCARBURO.



Fuente: Halliburton.

Realizado por: Diego Rodríguez

### *HINCHAMIENTO CON AGUA*

#### *Por Osmosis*

La ósmosis es un fenómeno físico relacionado con el comportamiento de un sólido como soluto de una solución ante una membrana semipermeable (en nuestro caso el polímero hinchable de nuestro Swellpacker) para el solvente pero no para los solutos. Tal comportamiento entraña una difusión simple a través de la membrana permeable, sin "gasto de energía". Este proceso se encuentra determinado por una diferencia de concentración entre los dos medios separados por la membrana; no requiere de un aporte de energía debido a que su principal fuerza impulsora es el aumento de la entropía total del sistema. En este proceso el desplazamiento de las moléculas se produce el hinchamiento del swellpacker por gradiente de concentración.

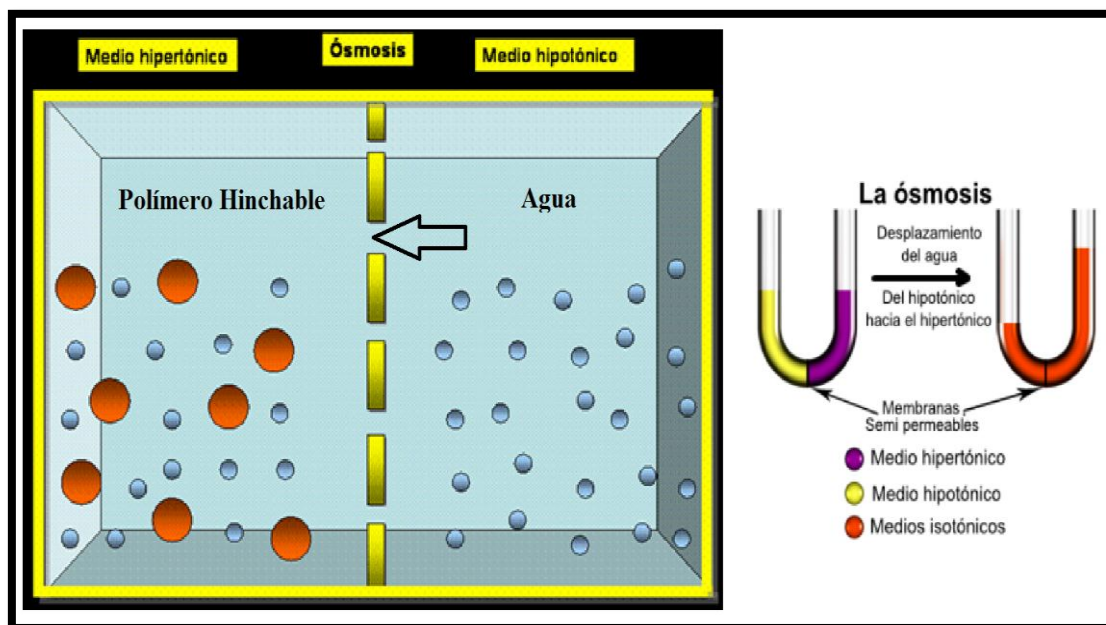
- Hipotónico, es un medio que tiene menor cantidad de soluto que otro con el que se compara. Menor cantidad de soluto por lo tanto mayor cantidad de solvente o agua.
- Hipertónico, es un medio que contiene mayor cantidad de soluto con otro con el que se lo compara, por lo tanto menor cantidad de agua o solvente y en consecuencia el agua tiende a ir desde donde hay menos soluto hacia donde hay más soluto.



### Proceso:

- 1) El agua es absorbida por el polímero impregnado de sal
- 2) El proceso se detiene en el tiempo de equilibrio entre el medio hipertónico y medio hipotónico.
- 3) Si el hinchamiento esta confinado, se desarrolla presión osmótica en la goma
- 4) Proceso de dos vías.
- 5) Proceso afectado por Salinidad y Temperatura

### 23GRÁFICO N° 4.4 VISTA DEL PROCESO DE INCHAMIENTO POR OSMOSIS.



Fuente: Halliburton.

Realizado por: Diego Rodríguez

### *Por Afinidad Natural*

- 1) Mecanismo de hinchamiento menos dependiente de la salinidad.
- 2) Permite el hinchamiento a bajas temperaturas
- 3) Hinchamiento es mas rápido a menores temperaturas
- 4) Proceso de una sola vía
- 5) Proceso dependiente de la Salinidad y Temperatura

## ***COMPATIBILIDAD DE FLUIDOS EN LOS SWELLPACKER***

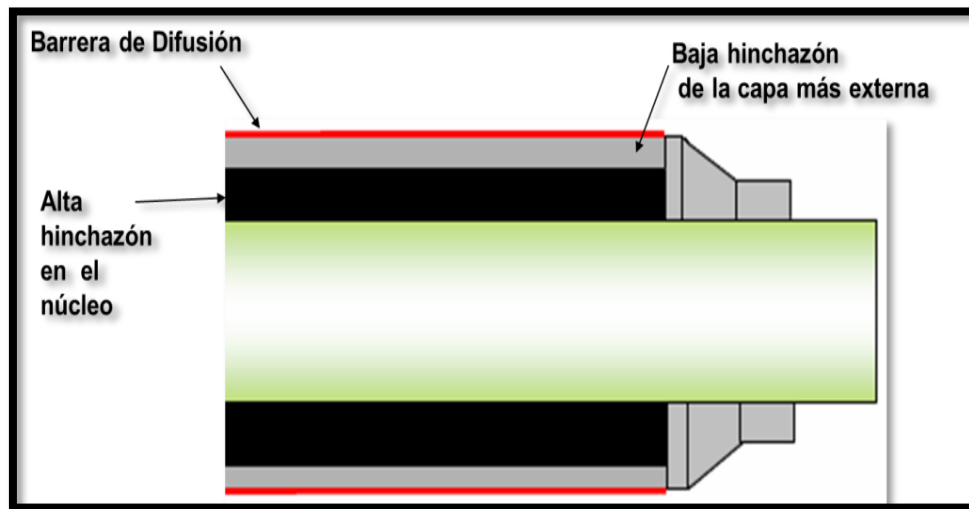
En los swellpacker se ha probado sus elastómeros y se sabe que son resistentes a la inflamación o la degradación de cualquier tipo de los siguientes líquidos y composiciones:

- a) HCl ácido (15%) - Resistente
- b) Ácido HF (15%) - Resistente
- c) Pentaphosphonate - Resistente
- d) Bromuro de calcio - Resistente
- e) El bromuro de sodio - Resistente
- f) K Formiat - Resistente
- g) Cs Formiat - Resistente
- h) Basol 2000 - Resistente
- i) 50:50 ácido fórmico (85%) - Resistente, pero la hinchazón de menor importancia
- j) Ácido Acético (100%) - Resistente, pero la hinchazón de menor importancia
- k) H<sub>2</sub>S (hasta 0,5%) - Resistente
- l) H<sub>2</sub>S (por encima de 0,5%) - Resistente, pero requiere de polímero especial

## ***MECANISMO DE RETARDO DE HINCHAMIENTO***

- a) Barrera patentada a la velocidad de hinchamiento
- b) Probado en campo, permite flexibilidad en el diseño
- c) El diámetro exterior no necesita ser sacrificado.
- d) Puede ser probado con experiencias en el laboratorio

#### 24GRÁFICO N° 4.5 MECANISMO DE RETARDO DE HINCHAMIENTO.



Fuente: Halliburton.

Realizado por: Diego Rodríguez

El modelo está construido en un simulador desarrollado por Halliburton que permitirá al usuario diseñar el swellpacker para la aplicación, basado en la información vital del fluido del pozo. El modelo predice el tiempo que tarda para sellar y para desarrollar un cierto diferencial de presión. El rendimiento de la presión diferencial como una función del diámetro de pozo abierto se muestra como un gráfico a lo largo con el tiempo para sellar y se establece como una función de pozo abierto.

**25GRÁFICO N° 4.6 PANTALLA DE LA ENTRADA DE DATOS DEL SIMULADOR PARA EL DISEÑO DE LOS SWELLPACKERS.**

**DESIGN**

**GENERAL INFO**

Project: Presentation Application: Example Customer Contact:

Design By: Rutger Evers Customer:  Area:

Easywell Contact:  Date: Mar 23, 2007 Location:

WBM/OBM Design: OBM fast Comments:

**DOWNHOLE INFO**

Fluid Viscosity: 1 cP Temp At Packer Depth: 80 °C

Required DeltaP: 75 bar Hole ID: 8.5 in

**TOOL SYSTEM**

Pipe OD: 7 in Number of Cables: 0

Packer OD: 8.15 in Cable Thickness: 0 in

Element Length: 3 m

7 in x 8.15 in

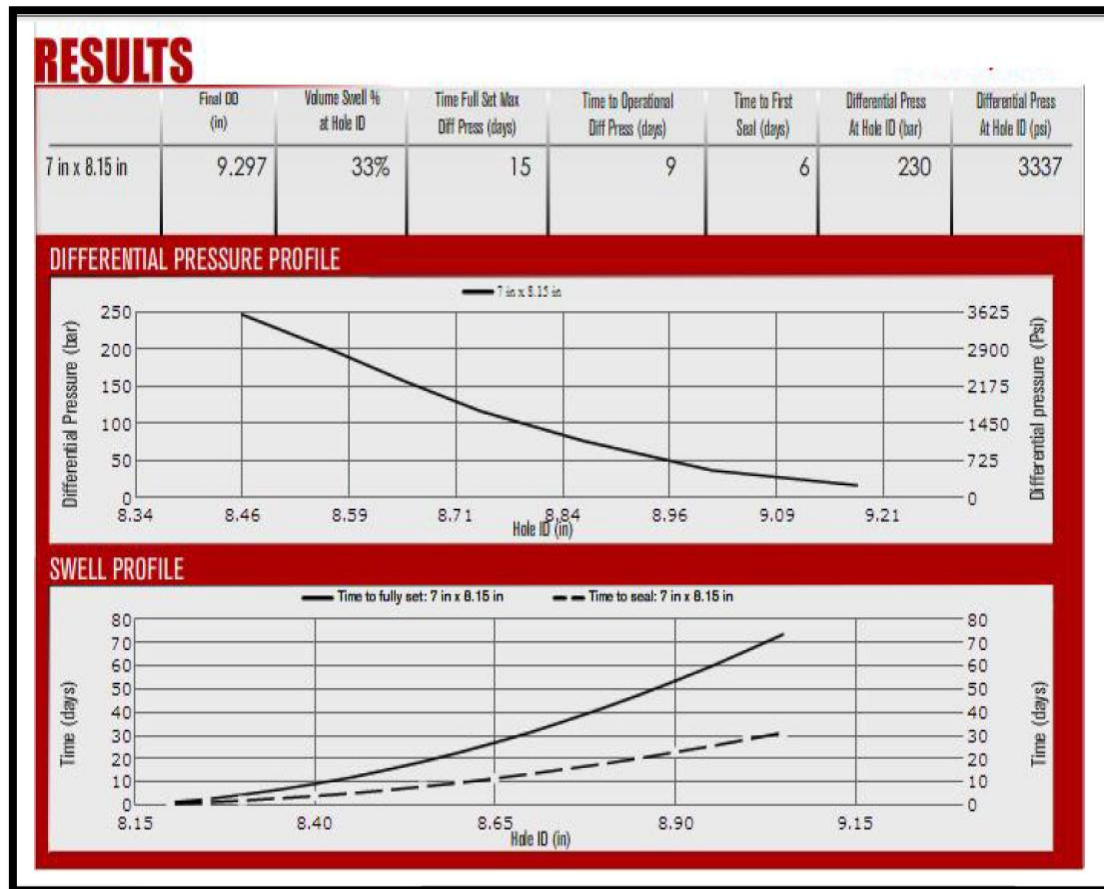
ADD DESIGN +

**RESULTS**

Fuente: Halliburton.

Realizado por: Diego Rodríguez

## 26 GRÁFICO N° 4.7 PANTALLA DE LA ENTRADA DE DATOS DEL SIMULADOR PARA EL DISEÑO DE LOS SWELLPACKERS.



Fuente: Halliburton.

Realizado por: Diego Rodríguez

Los gráficos N° 4.16 y N° 4.17 muestran imágenes de la pantalla de la entrada y pantalla de salida que muestran los parámetros que se requieren para la fase de diseño y la salida del modelo.

### ***Aplicación e Instalación***

El sistema swellpacker es adecuado para una variedad de aplicaciones de fondo de pozo, incluyendo:

- a) La colocación para la estimulación
- b) Hueco abierto y entubado
- c) Sistemas de completación de un pozo inteligente (SmartWell)
- d) Control del agua
- e) Multilaterales
- f) Expandibles

### ***DISEÑO DE LOS SWELLPACKERS UTILIZADOS EN LOS POZOS (C21 – C22 – C23) DEL CAMPO “A”***

Para el diseño se necesitó que la operadora entregue a Halliburton los datos del reservorio que se los ponen en consideración en las siguientes tablas:

Todos los campos sombreados se requieren para ser completado - los otros campos son opcionales, pero se le recomienda dar la mayor información posible.

**4 TABLA N° 4.2 TABLA DE DATOS PARA LA EASYWELL CLIENT WELL INFORMATION (CWI) SWELLPACKERTM**

<b>Contact Details</b>	
Date	2009-08-27
Revision Number	
Operator Name	
Customer Location (City – Country)	Ecuador
Operator Contact Name	
Contact Telephone & Fax Numbers	
Contact Email Address	
Field & Well Name	CAMPO “A” / C-21-H
Estimated Date of Operation	2009-10-14
Number of Isolation Points Required	10

<b>Please take a minute to explain the objectives for the Swellpacker in your Application:</b> The main aim is to help the performance of Inflow Control Devices through avoiding annular flow in the producing zone of a horizontal well. The swell packer is intended to be swelled by the produced oil during well production.	
<b>Well Type:</b>	
Well Type (Oil, Gas, Condensate, Water Injector)	Oil
If Oil Producer – Oil Gravity (API)	16-17
If Oil Producer – Oil Viscosity (cP)	55
Estimated water cut (%)	45
If Gas Producer – Composition Break Down	EMAIL BREAK DOWN WITH FORM
Maximum Bottom Hole Temperature	220°F
Minimum Bottom Hole Temperature	200°F
Well deviation (deg)	90 (horizontal)
Maximum dog leg severity (deg/100')	3.9
Setting depth closest to toe (meters MD)	3288
<b>Additional Comments - Well Type*:</b>	
<b>Hole Conditions</b>	
Will packer be deployed in Cased or Open Hole ?	Open hole
Hole Gauge at Setting Depth	6 1/8"
Minimum Restriction above Setting Depth	6 1/8"
If Open Hole: Hole Stability Experience	Good
If Open Hole: Max. expected open hole size as drilled	1000 ft
If Open Hole: Will hole be callipered prior to deploying the packer?	No
Permeability of formation at setting depth (darcy)*	4-5
<b>Additional Comments - Hole Stability*:</b>	
<b>Well Completion</b>	
Can packer be tested*	
Time from completion date until isolation is required	10 days
Type of completion	Stand alone sand screens with ICD
Completion Fluid (WBM/OBM)	WBM
If WBM: Hydrocarbon content (if any) of WBM (%)	0
If OBM: Type and Supplier	-
If OBM: Estimated Running Time to TD	-
If OBM:	-

Baseoil type	
Fluid to be used for swelling the packers	Producing oil and water
Viscosity of swelling fluid (cP)	55
Hydrocarbon content of swelling fluid (%)	55%
Base Pipe OD and Weight	4 1/2"
Base Pipe metallurgy	L-80
Base Pipe Thread	BTC
Special requirements for space out of element or pipe length (If nothing is specified here Easywell will use standard setup with the element placed 0.5m from where threads stop at pin end)	
Gravel Pack (Yes / No)*	NO
<b>Additonal Comments – Well Completion*:</b> Halliburton engineer will provide additional data needed.	
<b>Reservoir Challenges</b>	
Expected maximum DeltaP Across Packer	200 psi
Maximum Drawdown*	400 psi
Bubble Point*	
Your Challenge (H2O or gas influx, fractures etc...)	H2O influx
Bottom Hole Static Temperature	210°F
H2S level (%)	0
Reservoir drive mechanism*	Water drive
<b>Additonal Comments - Reservoir Challenges*:</b>	

In addition to returning above completed form, could you also please attach the following information,

Well Deviation Survey

- A. Proposed Completion Schematic
- B. Open hole caliper
- C. Sales should review this information with customer 5 working days before job load out to ensure accuracy of information.
- D. Easywell recommends the operator run a torque and drag analysis before RIH with the liner.

Fuente: Halliburton.

Realizado por: Diego Rodríguez



### **UTILIZACION DEL SOFTWARE PARA EL DISEÑO DE LOS SEP**

El diseño que se utilizó es el mismo para los tres pozos horizontales (C-21H; C-22H; C-23H), por lo que se realizó una sola simulación de los Swellable Elastomer Packers (SEP) publicada en las siguientes tablas.

**5 TABLA N° 4.3 TABLA DE DATOS PARA EL DISEÑO DE SEP EN EL PROGRAMA EASYWELL.**

<b>SWELLSIM™</b>		<b>easywell</b>	
<b>DESIGN</b>			
Project:	POZO A -C-21-H	Customer:	
Design By:		Date:	27-10-2009
Easywell Contact:		Customer Contact:	
Packer Type:	WBM	Area:	LATINO AMERICA
Application:	STOP ANNULAR FLOW	Location:	ECUADOR
Comments:	SP, NO DELAY, Base Pipe 4.5in, 11.6#, L-80, BTC x 5.92in OD x 2m long.		

Fuente: Halliburton.

Realizado por: Diego Rodríguez

**6 TABLA N° 4.4 TABLA DE DATOS PARA EL DISEÑO DE SEP EN EL PROGRAMA EASYWELL.**

<b>DESIGN DATA</b>		
Design Name:	<b>4.5in x5.92in x2m</b>	
Fluid Viscosity :	55	cp
Required Differential Pressure :	400	psi
Temp at Packer Depth:	200	oF
Hole ID:	6.125	in
Pipe OD :	4.5	in
Packer OD :	5.92	in
Element Length :	2	m
Number of cables :	0	cables
Cable OD :	0	in

Fuente: Halliburton.

Realizado por: Diego Rodríguez

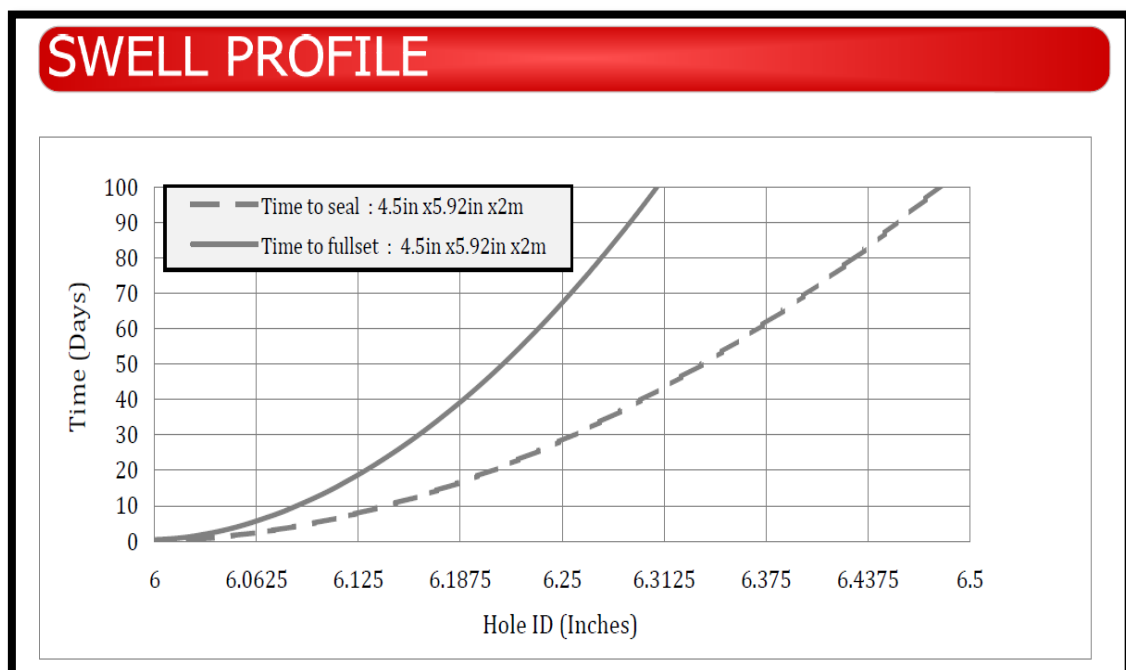
**7 TABLA N° 4.5 TABLA DE RESULTADOS PARA EL DISEÑO DE SEP EN EL PROGRAMA EASYWELL.**

RESULTS		
Design Name:	4.5in x5.92in x2m	
Final OD:	7.309	in
Volume Swell % at Hole ID:	12	%
Time To First Seal :	8	days
Time to Fully Set :	19	days
Time To Operational DP :	10	days
DP at "Hole ID" :	2417	psi

Fuente: Halliburton.

Realizado por: Diego Rodríguez.

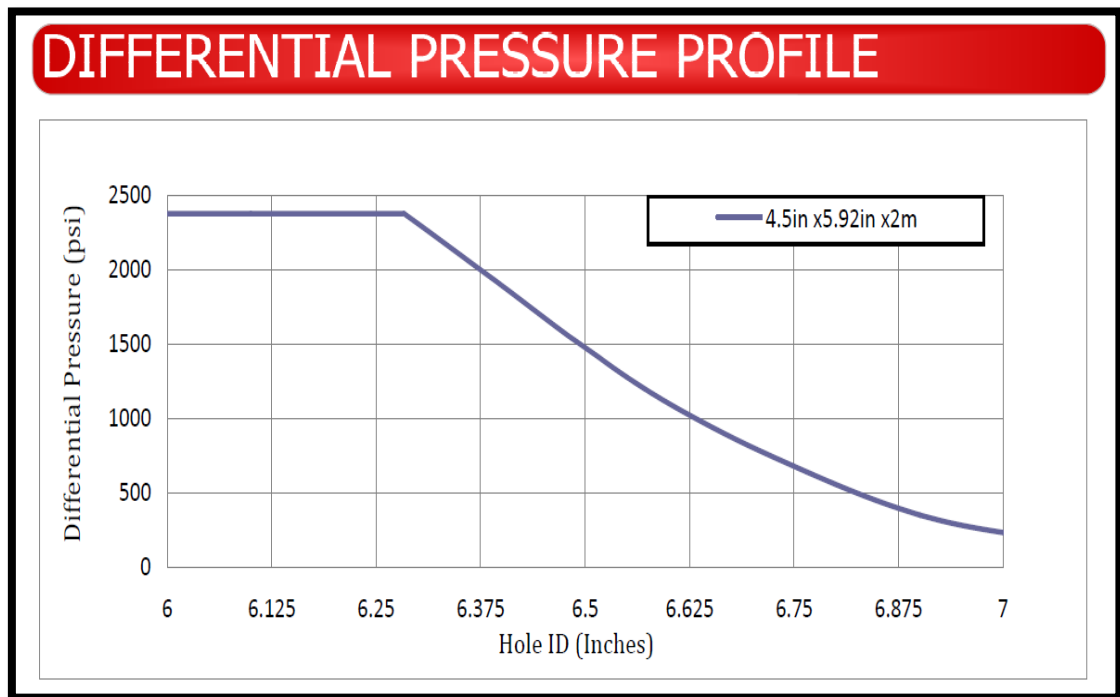
**27GRÁFICO N° 4.8 PERFIL DE HINCHAMIENTO DEL SEP.**



Fuente: Halliburton.

Realizado por: Diego Rodríguez.

## 28GRÁFICO N° 4.9 PERFIL DE LA PRESIÓN DIFERENCIAL DEL SEP.



Fuente: Halliburton.

Realizado por: Diego Rodríguez.

Los cálculos de presión están basados en el fallo de la presión de 3m, 5m, o 9m de longitud en los elementos, modificados con un factor de seguridad del 20%. Los consejos de diseños de easywell para la presión diferencial es exceder las limitaciones simuladas.

## APLICACIÓN E INSTALACIÓN

El EquiFlow- ICDs se instala como una parte de la cadena de completación y se combina con una pantalla de arena no consolidada del reservorio. El software de simulación se utiliza antes de instalación para la configuración óptima de la EquiFlow- ICDs y no hay necesidad de equipo de instalación especializado.

El diseño del EquiFlow- ICDs consta de una cámara anular en un yacimiento tubular estándar. Si la pantalla es necesario, el fluido del reservorio se produce a partir de la formación, a través de la arena pantalla y en la cámara de flujo. El flujo continúa a través de un conjunto de tubos, lo que crea una caída de presión, y a continuación, en el tubo a través de un conjunto de puertos. Longitud del tubo y el ID están diseñados para dar la caída de presión necesaria para una óptima eficiencia de la completación.

**8 TABLA N°4.6 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL EQUIFLOW-ICDs.**

EquiFlow® ICD Technical Specifications							
Basepipe OD	3 1/2 in.	4 in.	4 1/2 in.	5 in.	5 1/2 in.	6 5/8 in.	7 in.
ICD OD	4.625 in.	5.125 in.	5.625 in.	6.125 in.	6.625 in.	8.000 in.	8.125 in.
PetroGuard® Wrap Screen OD	3.900 in.	4.450 in.	4.900 in.	5.450 in.	5.900 in.	7.025 in.	7.400 in.
PetroGuard Mesh Screen OD	4.286 in.	4.796 in.	5.300 in.	5.815 in.	6.314 in.	7.446 in.	7.825 in.
ICD Length	11.125 in.	11.125 in.	11.125 in.	11.125 in.	11.125 in.	11.125 in.	11.125 in.
Standard Metallurgy*	316L	316L	316L	316L	316L	316L	316L
Standard Temperature Range**	325°F (160°C)	325°F (160°C)	325°F (160°C)	325°F (160°C)	325°F (160°C)	325°F (160°C)	325°F (160°C)
Units Per Well	Simulation used for optimization						
Flow Rate Through Each Unit	Dependent on design						
Reservoir Pressure	No limitations						

\* Additional metallurgies available upon request

\*\* Higher ratings available upon request

Fuente: Halliburton.

Realizado por: Diego Rodríguez

## ***DISEÑO FINAL DE LAS COMPLETACIONES***

### ***Completación del pozo horizontal A-C21-H***

De acuerdo al diseño y programa calculado de instalación, la completación de fondo EquiFlow-ICDs del pozo horizontal A-C21-H consta de:

- a) Longitud de la zona horizontal: 1113 ft
- b) Número de ICDs: 21
- c) Número de Swellpackers: 10

A continuación se presenta: la tabla de cada uno de los elementos que consta en la completación del pozo C21-H (ver Tabla N°4.10), el gráfico de la completación completa con respecto a su respectivo registro eléctrico (ver Gráfico N°4.10), detalle de la completación del pozo (ver Gráfico N°4.11) y el diagrama mecánico del pozo (ver Gráfico N°4.12).

**9 TABLA N° 4.7 COMPLETACION EQUIFLOW-ICDs DEL POZO C21-H.**

Halliburton Equiflow ICD WELL C21H										HALLIBURTON
			OPEN ICD TUBES							
No.	DESCRIPTION		Depth Top ftMD RKB	ID 0.095"	ID 0.071"	LENGTH (ft)	Max OD (in)	ID (in)	Top Thread	Bottom Thread
	Packer Sub ASSY TIW	TIW							3 1/2" IF	4 1/2" EUE
	Blank Pipe 4 1/2" EUE BxP REPSOL								4 1/2" EUE	4 1/2" EUE
	X OVER 4 1/2" EUE Box x 4 1/2" BTC Pin								4 1/2" EUE	4 1/2" BTC
1	Swell Packer		9707.14			16.40	6.125	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
2	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD		9723.54	1	2	38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
3	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD		9761.54	2	1	38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
4	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD		9799.54	1	2	38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
5	X OVER 4 1/2" EUE Box x 4 1/2" BTC Pin		9837.54			1.50			4 1/2" BTC	4 1/2" EUE
6	Blank Pipe 4 1/2" EUE BxP REPSOL		9839.04			44.70			4 1/2" EUE	4 1/2" EUE
7	X OVER 4 1/2" BTC Box x 4 1/2" EUE Pin		9883.74			1.50			4 1/2" EUE	4 1/2" BTC
8	Swell Packer		9885.24			16.40	6.125	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
9	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD		9901.65	2	1	38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
10	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD		9939.65	2	1	38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
11	Swell Packer		9977.65			16.40	6.125	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
12	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD		9994.05	2	1	38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
13	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD		10032.05	2	1	38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
14	Swell Packer		10070.05			16.40	6.125	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
15	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD		10086.46	2	1	38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
16	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD		10124.46	2	1	38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
17	Swell Packer		10162.46			16.40	6.125	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
18	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD		10178.86	3	1	38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
19	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD		10216.86	3	1	38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
20	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD		10254.86	3	1	38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC

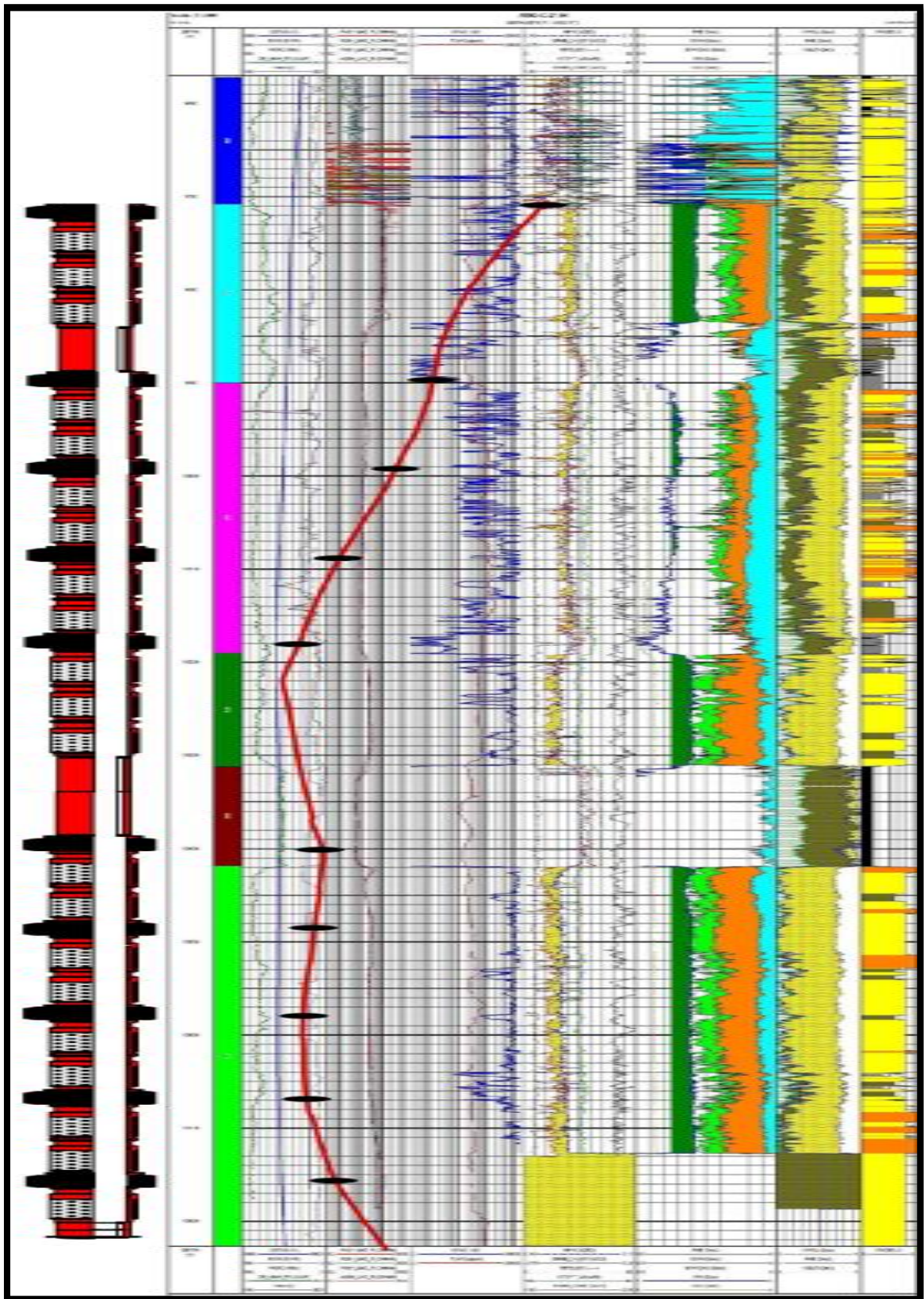
21	X OVER 4 1/2" EUE Box x 4 1/2" BTC Pin		10292.86			1.50			4 1/2" BTC	4 1/2" EUE
22	Blank Pipe 4 1/2" EUE BxP REPSOL		10294.36			35.90			4 1/2" EUE	4 1/2" EUE
23	Blank Pipe 4 1/2" EUE BxP REPSOL		10330.26			45.72			4 1/2" EUE	4 1/2" EUE
24	X OVER 4 1/2" BTC Box x 4 1/2" EUE Pin		10375.98			1.50			4 1/2" EUE	4 1/2" BTC
25	Swell Packer		10377.48			16.40	6.125	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
26	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD		10393.88	2	1	38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
27	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD		10431.88	1	2	38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
28	Swell Packer		10469.88			16.40	6.125	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
29	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD		10486.29	2	1	38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
30	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD		10524.29	1	2	38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
31	Swell Packer		10562.29			16.40	6.125	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
32	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD		10578.69	2	1	38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
33	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD		10616.69	1	2	38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
34	Swell Packer		10654.69			16.40	6.125	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
35	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD		10671.10	2	1	38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
36	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD		10709.10	1	2	38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
37	Swell Packer		10747.10			16.40	6.125	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
38	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD		10763.50	3	0	38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
39	O'ring Sub TIW	TIW	10801.50			1.00				
40	Pup Joint TIW	TIW	10802.50			15.00				
41	Zapato TIW	TIW	10817.50			1.50				
42	-		10819.00			8.00				
			10,827.00							

Fuente: Halliburton.

Realizado por: Diego Rodríguez



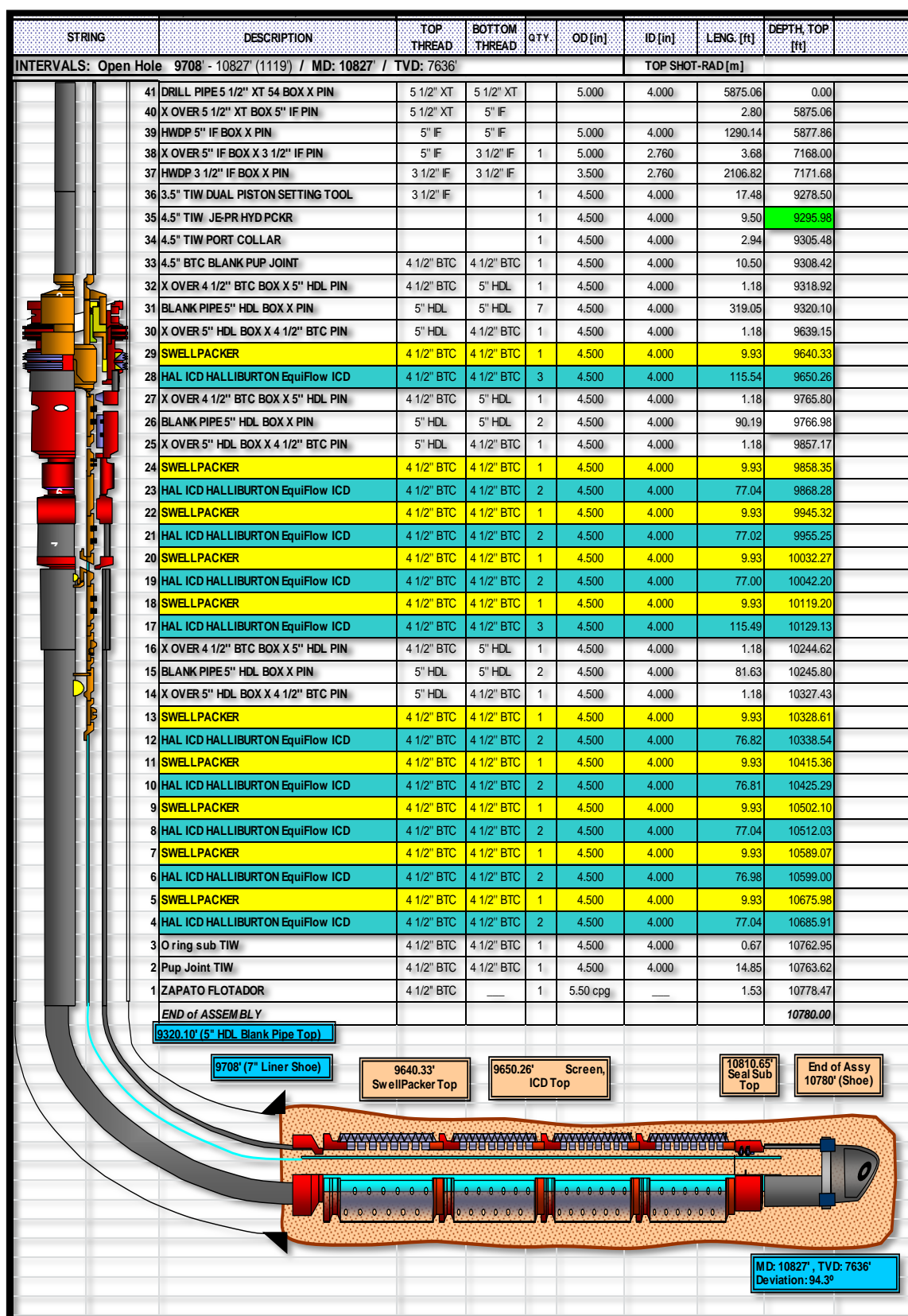
**29GRÁFICO N°4.10 COMPLETACIÓN DEL POZO A-C21-H FRENTE A SUS  
REGISTROS ELÉCTRICOS (21 ICDs, 10 SPW, 1113 ft)**



Fuente: Halliburton.  
Realizado por: Diego Rodríguez



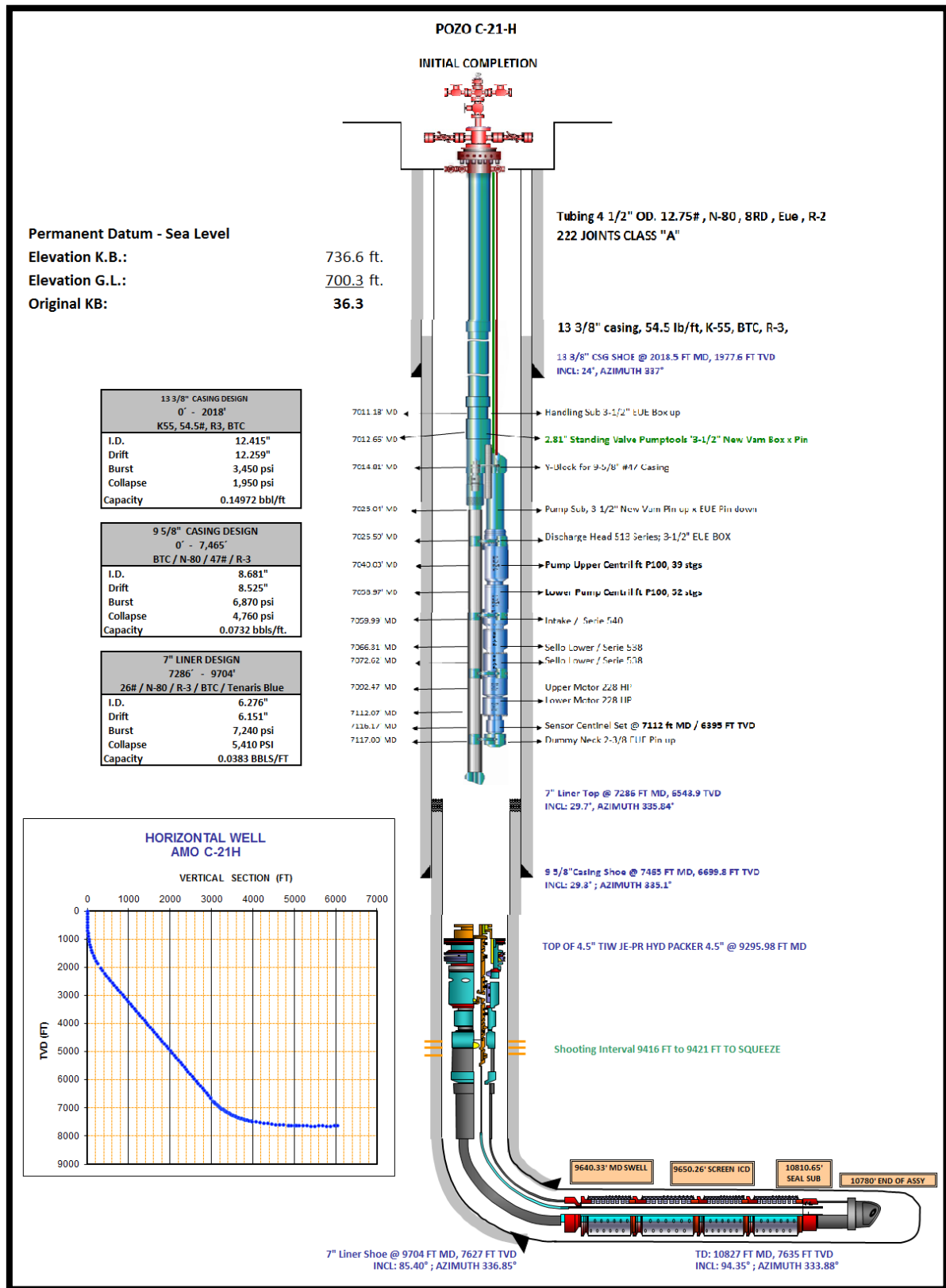
### 30GRÁFICO N°4.11 DETALLE DE COMPLETACIÓN DEL POZO C21H



Fuente: Halliburton.

Realizado por: Diego Rodríguez

### 31GRÁFICO N°4.12 DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO HORIZONTAL A-C21-H.



Fuente: Halliburton.

Realizado por: Diego Rodríguez

### ***Completación del pozo horizontal A-C22-H***

De acuerdo al diseño y programa calculado de instalación, la completación de fondo EquiFlow-ICDs del pozo horizontal A-C22-H consta de:

- a) Longitud de la zona horizontal: 498 ft.
- b) Número de ICDs: 12
- c) Número de Swellpackers: 6

A continuación se presenta: cada uno de los elementos que consta en la completación del pozo C22-H (ver Tabla N°4.11), el gráfico de la completación completa con respecto a su respectivo registro eléctrico (ver Gráfico N°4.13), detalle de la completación del pozo (ver Gráfico N°4.14) y el diagrama mecánico del pozo (ver Gráfico N°4.15).

10 TABLA N°4.8 ELEMENTOS DE LA COMPLETACIÓN DEL POZO HORIZONTAL A-C22-H.

Halliburton Equiflow ICD      WELL C22H																HALLIBURTON	
			CLOSED ICD TUBES			Total Closed Tubes	OPEN ICD TUBES			Total Open Tubes	Total Tubes						
No.	DESCRIPTION	Depth Top ftMD RKB	A (3) ID	B (2) ID 0.071	C (1) ID 0.046		A (3) ID 0.095	B (2) ID	C (1) ID			LENGTH (ft)	Max OD (in)	ID (in)	Top Thread	Bottom	
	Packer Sub ASSY TIW													3 1/2" IF	4 1/2" EUE		
	Blank Pipe 4 1/2" EUE BxP REPSOL	10,380.04										44.22			4 1/2" EUE	4 1/2" EUE	
	X OVER 4 1/2" EUE Box x 4 1/2" BTC Pin	10,424.26										1.17			4 1/2" EUE	4 1/2" BTC	
1	Hal ICD    Halliburton EquiFlow ICD	10,425.43	1		1	2	2	2		4	6	38.50	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	
2	Hal ICD    Halliburton EquiFlow ICD	10,463.93	1		1	2	2	2		4	6	38.50	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	
3	Swell Packer	10,502.43										13.30	5.800	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	
4	Hal ICD    Halliburton EquiFlow ICD	10,515.73	1		1	2	2	2		4	6	38.50	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	
5	Hal ICD    Halliburton EquiFlow ICD	10,554.23	1		1	2	2	2		4	6	38.50	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	
6	Swell Packer	10,592.73										13.30	5.800	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	
7	Hal ICD    Halliburton EquiFlow ICD	10,606.03	2		1	3	1	2		3	6	38.48	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	
8	Hal ICD    Halliburton EquiFlow ICD	10,644.51	2		1	3	1	2		3	6	38.52	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	
9	Swell Packer	10,683.03										13.30	5.800	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	
10	Hal ICD    Halliburton EquiFlow ICD	10,696.33	2		1	3	1	2		3	6	38.50	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	
11	Hal ICD    Halliburton EquiFlow ICD	10,734.83	2		1	3	1	2		3	6	38.52	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	
12	Swell Packer	10,773.35										13.30	5.800	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	
13	Hal ICD    Halliburton EquiFlow ICD	10,786.65			1	1	3	2		5	6	38.52	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	
14	Hal ICD    Halliburton EquiFlow ICD	10,825.17			1	1	3	2		5	6	38.52	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	
15	Swell Packer	10,863.69										13.30	5.800	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	
16	Hal ICD    Halliburton EquiFlow ICD	10,876.99			1	1	3	2		5	6	38.50	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	
17	Hal ICD    Halliburton EquiFlow ICD	10,915.49			1	1	3	2		5	6	38.42	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	

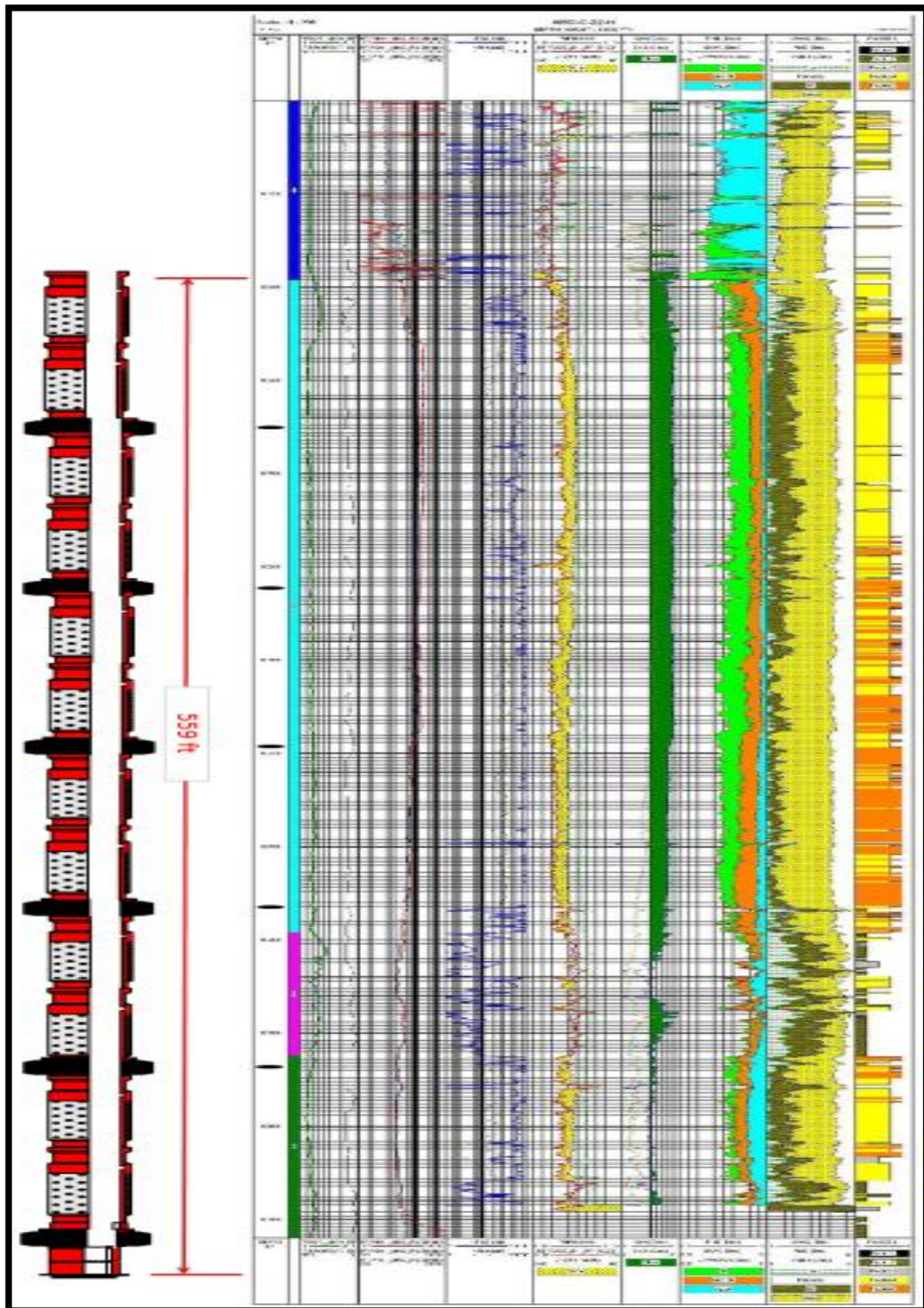
18	Swell Packer	10,953.91										13.30	5.800	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
19	O'ring Sub TIW	10,967.21										0.67				
20	Pup Joint TIW	10,967.88										15.59				
21	Zapato TIW	10,983.47										1.53				
		10,985.00										57.00				
		11,042.00														

Fuente: Halliburton.

Realizado por: Diego Rodríguez



**32GRÁFICO N°4.23 COMPLETACIÓN DEL POZO C22H FRENTE A LOS  
REGISTROS (12 ICDs, 6 SPW, 490 ft).**



Fuente: Halliburton.  
Realizado por: Diego Rodríguez

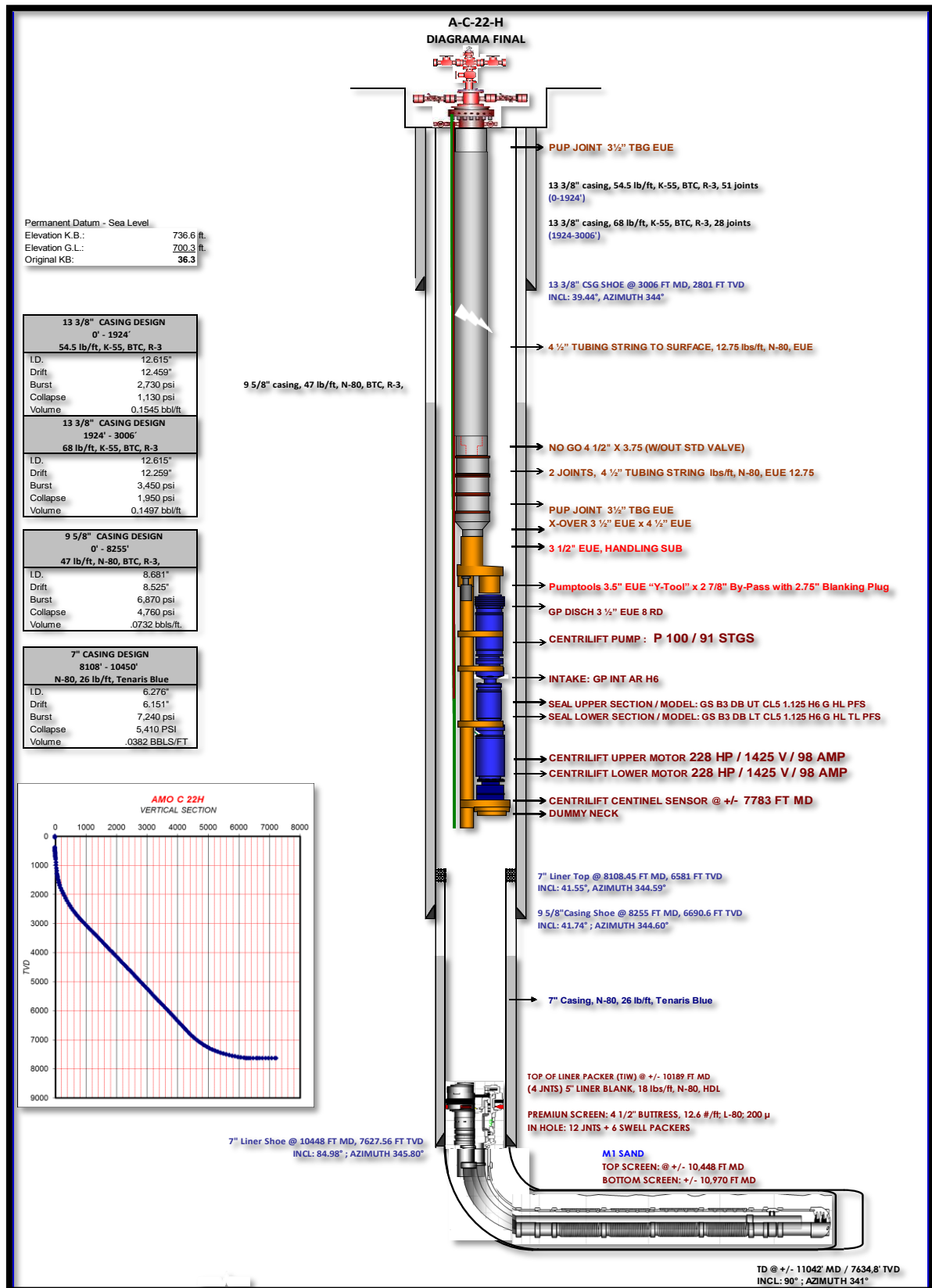
### 33GRÁFICO N° 4.14 DETALLE DE LA COMPLETACIÓN DEL POZO HORIZONTAL A-C22-H.

STRING	DESCRIPTION	TOP THREAD	BOTTOM THREAD	QTY.	OD [in]	ID [in]	LENG. [ft]	DEPTH. TOP [ft]	DEPTH. BOTTOM [ft]
INTERVALS:							TOP SHOT-RAD [m]		
								-6.99	-6.99
	DRILL PIPE 5 1/2" XT 54 BOX X PIN (Pup Joint)	5 1/2" XT	5 1/2" XT	1	6.625	4.625	20.00	-6.99	13.01
	DRILL PIPE 5 1/2" XT 54 BOX X PIN (Junta)	5 1/2" XT	5 1/2" XT	2	6.625	4.625	64.27	13.01	77.28
36	DRILL PIPE 5 1/2" XT 54 BOX X PIN (Stand)	5 1/2" XT	5 1/2" XT	55	6.625	4.625	5297.33	77.28	5374.61
35	X OVER 5-1/2" XT BOX 4-1/2" IF PIN (Junta)	5 1/2" XT	4.5" IF	1			4.25	5374.61	5378.86
34	HW DP 5", 19.5 ppf, 4-1/2" IF (Junta)	4.5" IF	4.5" IF	30			922.50	5378.86	6301.36
33	X OVER 4-1/2" XT BOX 3-1/2" IF PIN	5 1/2" XT	4.5" IF	1			3.68	6301.36	6305.04
32	DRILL PIPE 3 1/2" IF BOX X PIN (Stand)	3 1/2" IF	3 1/2" IF	5	3.500		471.51	6305.04	6776.55
31	HWDP 3 1/2" IF BOX X PIN (Stand)	3 1/2" IF	3 1/2" IF	21	3.500	2.760	1919.44	6776.55	8695.99
30	Lift Niple, Setting Tool Baker	3 1/2" IF		1	4.745	2.500	6.20	8695.99	8702.19
29	Sleeve 10' ft, PBR EXT. Baker			1	5.780	5.250	16.13	8702.19	8718.32
28	Pup Joint 5" 18# Baker			1	5.540	4.230	7.87	8718.32	8726.19
27	COLGADOR 5" HMC 5" x 7" Baker	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	1	5.850	4.300	6.12	8726.19	8732.31
26	PUP JOINTX OVER 4 1/2" BTC BOX X 5" HDL PIN	4 1/2" BTC	5" HDL	1	5.615	4.300	9.20	8732.31	8741.51
25	BLANK PIPE 5" HDL BOX X PIN	5" HDL	5" HDL	7	5.615	4.230	313.82	8741.51	9055.33
24	X OVER 5" HDL BOX X 4 1/2" BTC PIN	5" HDL	4 1/2" BTC	1	5.000	4.000	1.71	9055.33	9057.04
23	SWELL PACKER	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	1	4.500	4.000	9.10	9057.04	9066.14
22	HAL ICD HALLIBURTON EquiFlow ICD L-80	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	2	5.630	4.000	76.95	9066.14	9143.09
21	SWELL PACKER	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	1	4.500	4.000	9.10	9143.09	9152.19
20	HAL ICD HALLIBURTON EquiFlow ICD L-80	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	2	5.630	4.000	76.60	9152.19	9228.79
19	SWELL PACKER	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	1	4.500	4.000	9.10	9228.79	9237.89
18	HAL ICD HALLIBURTON EquiFlow ICD L-80	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	2	5.630	4.000	77.11	9237.89	9315.00
17	SWELL PACKER	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	1	4.500	4.000	9.10	9315.00	9324.10
16	HAL ICD HALLIBURTON EquiFlow ICD L-80	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	3	5.630	4.000	115.50	9324.10	9439.60
15	SWELL PACKER	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	1	4.500	4.000	9.10	9439.60	9448.70
14	HAL ICD HALLIBURTON EquiFlow ICD L-80	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	2	5.630	4.000	77.12	9448.70	9525.82
13	SWELL PACKER	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	1	4.500	4.000	8.90	9525.82	9534.72
12	HAL ICD HALLIBURTON EquiFlow ICD L-80	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	2	5.630	4.000	77.08	9534.72	9611.80
11	SWELL PACKER	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	1	4.500	4.000	8.60	9611.80	9620.40
10	HAL ICD HALLIBURTON EquiFlow ICD L-80	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	2	5.630	4.000	77.09	9620.40	9697.49
9	SWELL PACKER	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	1	4.500	4.000	8.90	9697.49	9706.39
8	HAL ICD HALLIBURTON EquiFlow ICD L-80	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	2	5.630	4.000	77.06	9706.39	9783.45
7	SWELL PACKER	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	1	4.500	4.000	13.30	9783.45	9796.75
6	HAL ICD HALLIBURTON EquiFlow ICD L-80	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	2	5.630	4.000	78.20	9796.75	9874.95
5	SWELL PACKER	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	1	4.500	4.000	13.30	9874.95	9888.25
4	HAL ICD HALLIBURTON EquiFlow ICD L-80	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	2	5.630	4.000	78.20	9888.25	9966.45
3	Crossover	4 1/2" BTC	5" HDL	1	5.000	4.000	1.71	9966.45	9968.16
2	Pup Joint Crossover / Pack Off BAKER	5" HDL	5" BTC	1	5.020	4.265	19.65	9968.16	9987.81
1	ZAPATO FLOTADOR BAKER	5" BTC		1	5.575	4.700	2.19	9987.81	9990.00
	END of ASSEMBLY								9990.00
STRING SARTA INTERNA									
	Setting Tool ASSY.								8731.59
	Pack off; Hydro Trip; Bar-catcher Swivel BAKER				3.060	1.992	4.53	8731.59	8736.12
	Crossover	2 3/8" EUE	2 7/8" CS hyd.	1			1.75	8736.12	8737.87
	Pup Joint CS Hyd, 6.5 lb/ft / BAKER	2 7/8" CS hyd.	2 7/8" CS hyd.	1	2.875	2.440	3.75	8737.87	8741.62
	Pup Joint CS Hyd, 6.5 lb/ft / BAKER	2 7/8" CS Hyd.	2 7/8" CS hyd.	1	2.875	2.440	9.75	8741.62	8751.37
	Wash Pipe 2 7/8" CS Hyd, 6.5 lb/ft, N-80	2 7/8" CS Hyd.	2 7/8" CS hyd.	39	2.875	2.440	1213.52	8751.37	9964.89
	Crossover	2 7/8" CS Hyd.	2 3/8" EU	1	2.875	1.992	1.23	9964.89	9966.12
	Locator / BAKER	2 3/8" EUE	2 3/8" EU	1	3.060	1.992	0.67	9966.12	9966.79
	SPACE OUT Stinger 2 7/8"				N/A	N/A	0.37	9966.79	9967.16
	Stinger 2 3/8" EUE pin, 4.7#ft (Upset: 0.30)	2 3/8" EU pin		1	2.375	1.992	1.00	9967.16	9968.16
	BAKER						13.00	9968.16	9981.16

Fuente: Halliburton.

Realizado por: Diego Rodríguez

### 34GRÁFICO N°4.15 DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO HORIZONTAL A-C22-H.



Fuente: Halliburton.  
Realizado por: Diego Rodríguez



### ***Completación del pozo horizontal A-C23-H***

De acuerdo al diseño y programa calculado de instalación, la completación de fondo EquiFlow-ICDs del pozo horizontal A-C23-H consta de:

- a) Longitud de la zona horizontal: 1134 ft
- b) Número de ICDs: 21
- c) Número de Swellpackers: 10

A continuación se presenta: cada uno de los elementos que consta en la completación del pozo C23-H (ver Tabla N°4.9), el gráfico de la completación completa con respecto a su respectivo registro eléctrico (ver Gráfico N°4.16), detalle de la completación del pozo (ver Gráfico N°4.17) y el diagrama mecánico del pozo (ver Gráfico N°4.18).

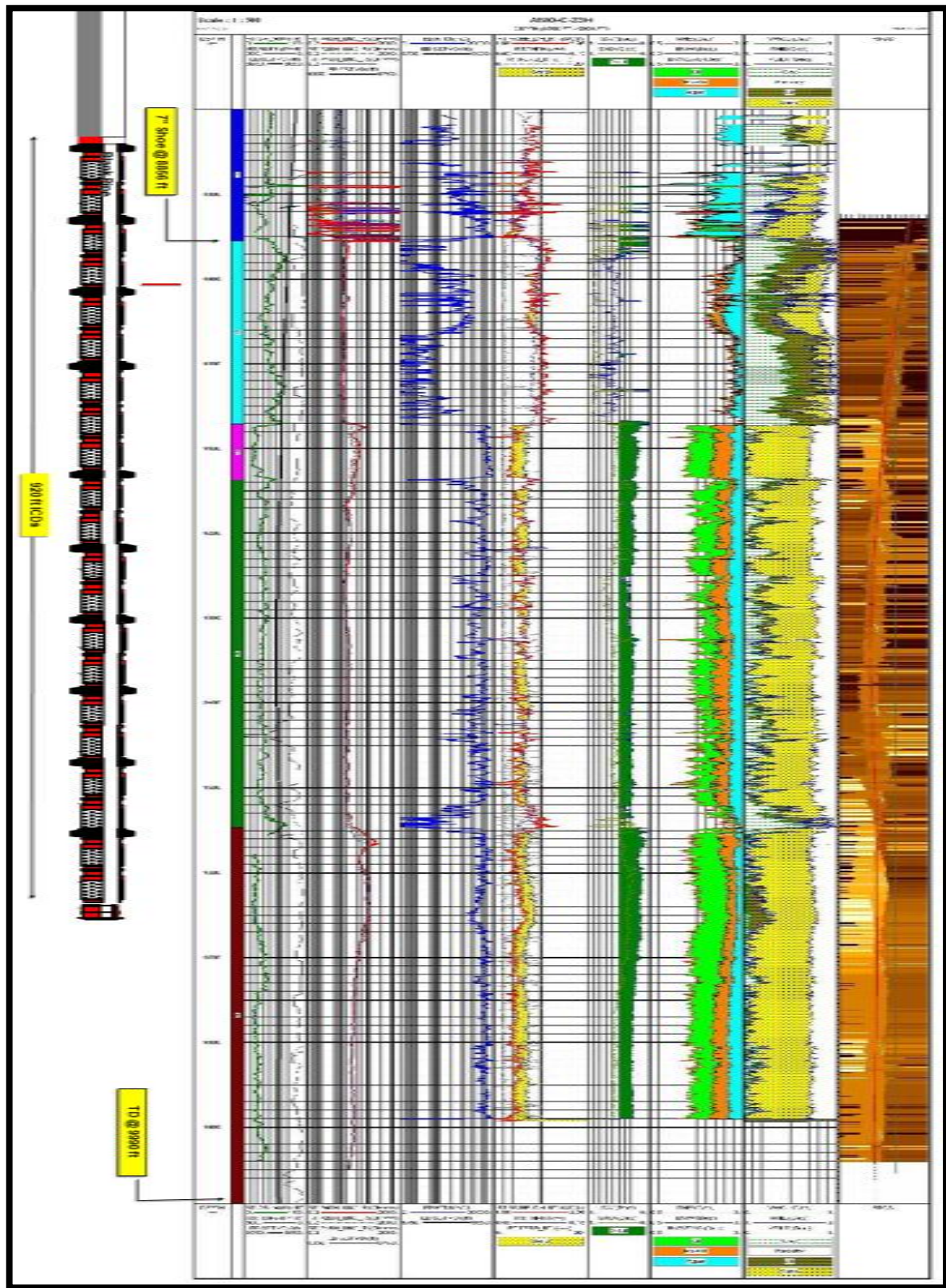
11 TABLA N°4.9 ELEMENTOS DE LA COMPLETACIÓN DEL POZO HORIZONTAL A-C23-H.

Halliburton Equiflow ICD WELL C23H HALLIBURTON																
No.	DESCRIPTION	Depth Top ftMD RKB	CLOSED ICD TUBES			Total Closed Tubes	OPEN ICD TUBES			Total Open Tubes	Total Tubes					
			A (3) ID 0.096	B (2) ID 0.071	C (1) ID 0.046		A (3) 0.096	B (2) ID 0.071	C (1) ID 0.046			LENGTH (ft)	Max OD (in)	ID (in)	Top Thread	Bottom Thread
37	Packer Sub ASSY											XX				
36	Blank Pipe 4 1/2" EUE BxP REPSOL	#iVALORI										XX			5" HDL	5"HDL
35	X OVER 5" HDL Box x 4 1/2" BTC Pin	9,109.80										1.17			5" HDL	4 1/2" BTC
34	Swell Packer	9,072.97										9.80	5.800	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
33	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD	9,110.97			1	1	5			5	6	38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
32	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD	9,148.97			1	1	5			5	6	38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
31	Swell Packer	9,158.77										9.80	5.800	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
30	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD	9,196.77				0	6			6	6	38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
29	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD	9,234.77				0	6			6	6	38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
28	Swell Packer	9,244.57										9.80	5.800	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
27	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD	9,282.57				0	6			6	6	38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
26	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD	9,320.57				0	6			6	6	38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
25	Swell Packer	9,330.37										9.80	5.800	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
24	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD	9,368.37				0	6			6	6	38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
23		9,406.37					6					38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
22	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD	9,444.37				0	6			6	6	38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
21	Swell Packer	9,454.17										9.80	5.800	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
20	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD	9,492.17				0	6			6	6	38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
19	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD	9,530.17				0	6			6	6	38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC

18	Swell Packer	9,539.97										9.80	5.800	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
17	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD	9,577.97			1	1	5			5	6	38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
16	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD	9,615.97			1	1	5			5	6	38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
15	Swell Packer	9,625.77										9.80	5.800	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
14	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD	9,663.77			1	1	5			5	6	38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
13	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD	9,701.77			1	1	5			5	6	38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
12	Swell Packer	9,711.57										9.80	5.800	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
11	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD	9,749.57			1	1	5			5	6	38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
10	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD	9,787.57			1	1	5			5	6	38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
9	Swell Packer	9,800.87										13.30	5.800	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
8	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD	9,839.39			1	1	5			5	6	38.52	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
7	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD	9,877.91			1	1	5			5	6	38.52	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
6	Swell Packer	9,891.21										13.30	5.800	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
5	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD	9,929.21			1	1	5			5	6	38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
4	Hal ICD Halliburton EquiFlow ICD	9,967.21			1	1	5			5	6	38.00	5.630	4.000	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC
3	O'ring Sub	9,967.88										0.67				
2	Pup Joint	9,983.47										15.59				
1	Zapato	9,985.00										1.53				
-		9,990.00										5.00				

Fuente: Halliburton.  
Realizado por: Diego Rodríguez.

**35GRÁFICO N°4.16 COMPLETACIÓN DEL POZO C23H FRENTE A LOS REGISTROS (22 ICDs, 10 SPW, 650 ft).**



Fuente: Halliburton.  
Realizado por: Diego Rodríguez.



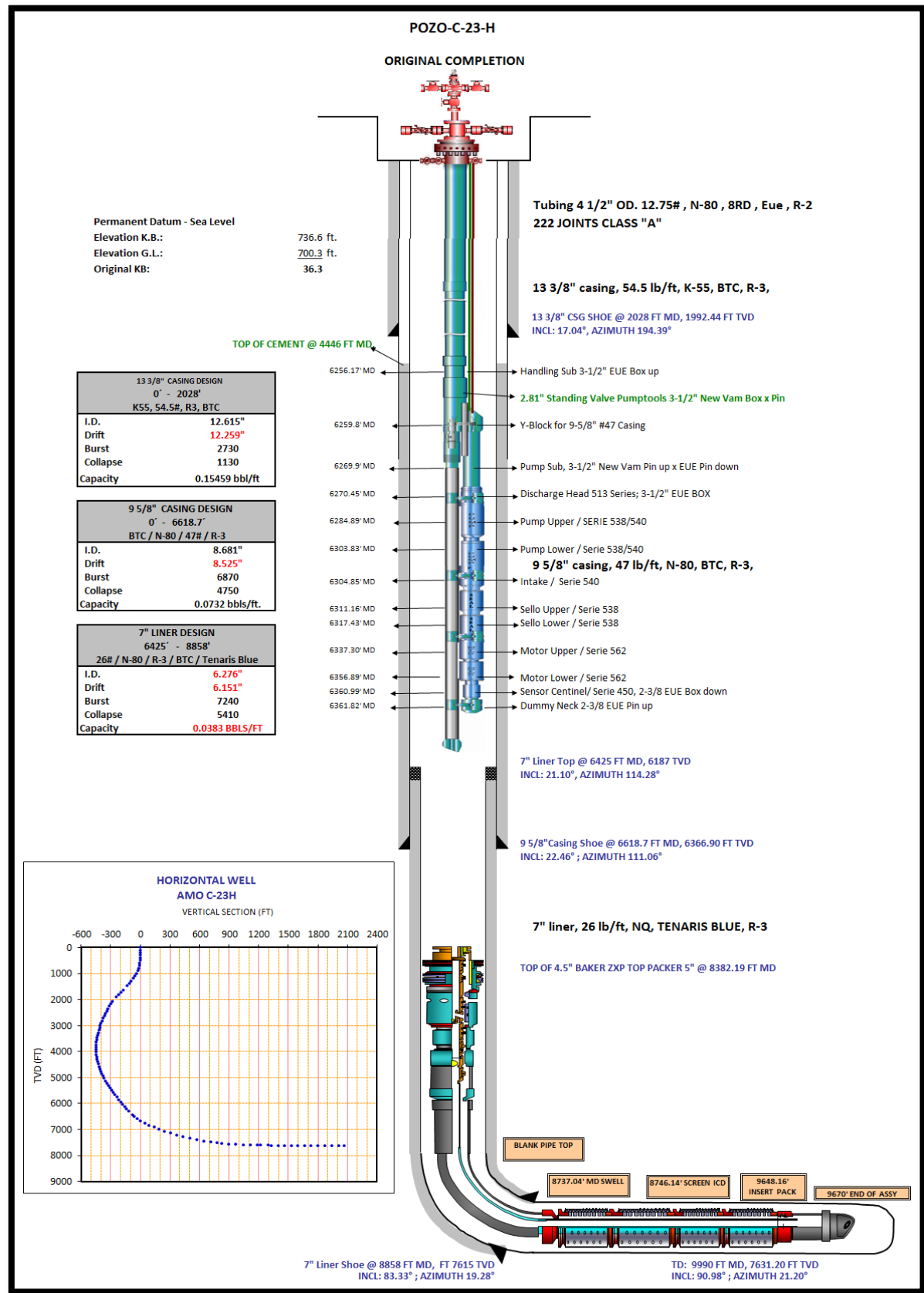
### 36GRÁFICO N°4.17 DETALLE DE LA COMPLETACIÓN DEL POZO C23-H

STRING	DESCRIPTION	TOP THREAD	BOTTOM THREAD	QTY.	OD (in)	ID (in)	LENG. (ft)	DEPTH TOP (ft)	DEPTH BOTTOM (ft)
INTERVALS:						TOP SHOT RAD (m)			
								46.37	46.37
	DRILL PIPE 5 1/2" XT 54 BOX X PIN (Pup Joint)	5 1/2" XT	5 1/2" XT	1	6.625	4.625	0.00	46.37	46.37
	DRILL PIPE 5 1/2" XT 54 BOX X PIN (Junta)	5 1/2" XT	5 1/2" XT	2	6.625	4.625	0.00	46.37	46.37
36	DRILL PIPE 5 1/2" XT 54 BOX X PIN (Stand)	5 1/2" XT	5 1/2" XT	52	6.625	4.625	5008.24	46.37	5054.61
35	X OVER 5-1/2" XT BOX 4-1/2" IF PIN (Junta)	5 1/2" XT	4.5" IF	1			4.25	5054.61	5058.86
34	HW DP 5", 10.5 ppi, 4-1/2" IF (Junta)	4.5" IF	4.5" IF	30			922.50	5058.86	5081.36
33	X OVER 4-1/2" XT BOX 3-1/2" IF PIN	5 1/2" XT	4.5" IF	1			3.68	5081.36	5085.04
32	DRILL PIPE 3 1/2" IF BOX X PIN (Stand)	3 1/2" IF	3 1/2" IF	5	3.500		471.51	5085.04	6456.55
31	HWDP 3 1/2" IF BOX X PIN (Stand)	3 1/2" IF	3 1/2" IF	21	3.500	2.760	1919.44	6456.55	8375.99
30	Lift Niple, Setting Tool Baker	3 1/2" IF		1	4.745	2.500	6.20	8375.99	8382.19
29	Sieve 10" ft, PBR EXT. Baker			1	5.780	5.250	16.13	8382.19	8398.32
28	Pup Joint 5" 18# Baker			1	5.540	4.230	7.87	8398.32	8406.19
27	COLGADOR 5" HMC 5" x 7" Baker	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	1	5.850	4.300	6.12	8406.19	8412.31
26	PUP JOINTX OVER 4 1/2" BTC BOX X 5" HDL PIN	4 1/2" BTC	5" HDL	1	5.615	4.300	9.20	8412.31	8421.51
25	BLANK PIPE 5" HDL BOX X PIN	5" HDL	5" HDL	7	5.615	4.230	313.82	8421.51	8735.33
24	X OVER 5" HDL BOX X 4 1/2" BTC PIN	5" HDL	4 1/2" BTC	1	5.000	4.000	1.71	8735.33	8737.04
23	SWELLPACKER	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	1	4.500	4.000	9.10	8737.04	8746.14
22	HAL ICD HALLIBURTON EquiFlow ICD L-80	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	2	5.630	4.000	76.95	8746.14	8823.09
21	SWELLPACKER	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	1	4.500	4.000	9.10	8823.09	8832.19
20	HAL ICD HALLIBURTON EquiFlow ICD L-80	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	2	5.630	4.000	76.60	8832.19	8908.79
19	SWELLPACKER	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	1	4.500	4.000	9.10	8908.79	8917.89
18	HAL ICD HALLIBURTON EquiFlow ICD L-80	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	2	5.630	4.000	77.11	8917.89	8995.00
17	SWELLPACKER	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	1	4.500	4.000	9.10	8995.00	9004.10
16	HAL ICD HALLIBURTON EquiFlow ICD L-80	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	3	5.630	4.000	115.50	9004.10	9119.60
15	SWELLPACKER	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	1	4.500	4.000	9.10	9119.60	9128.70
14	HAL ICD HALLIBURTON EquiFlow ICD L-80	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	2	5.630	4.000	77.12	9128.70	9205.82
13	SWELLPACKER	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	1	4.500	4.000	8.90	9205.82	9214.72
12	HAL ICD HALLIBURTON EquiFlow ICD L-80	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	2	5.630	4.000	77.08	9214.72	9291.80
11	SWELLPACKER	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	1	4.500	4.000	8.60	9291.80	9300.40
10	HAL ICD HALLIBURTON EquiFlow ICD L-80	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	2	5.630	4.000	77.09	9300.40	9377.49
9	SWELLPACKER	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	1	4.500	4.000	8.90	9377.49	9386.39
8	HAL ICD HALLIBURTON EquiFlow ICD L-80	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	2	5.630	4.000	77.06	9386.39	9463.45
7	SWELLPACKER	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	1	4.500	4.000	13.30	9463.45	9476.75
6	HAL ICD HALLIBURTON EquiFlow ICD L-80	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	2	5.630	4.000	78.20	9476.75	9554.95
5	SWELLPACKER	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	1	4.500	4.000	13.30	9554.95	9568.25
4	HAL ICD HALLIBURTON EquiFlow ICD L-80	4 1/2" BTC	4 1/2" BTC	2	5.630	4.000	78.20	9568.25	9646.45
3	Crossover	4 1/2" BTC	5" HDL	1	5.000	4.000	1.71	9646.45	9648.16
2	Pup Joint Crossover / Pack Off BAKER	5" HDL	5" BTC	1	5.020	4.265	19.65	9648.16	9667.81
1	ZAPATO FLOTADOR BAKER	5" BTC		1	5.575	4.700	2.19	9667.81	9670.00
END of ASSEMBLY									9670.00
STRING SARTA INTERNA									
									8411.59
	Setting Tool ASSY.				3.060	1.992	4.53	8411.59	8416.12
	Pack off, Hydro Trip, Bar-catcher Swivel BAKER								
	Crossover	2 3/8" EUE	2 7/8" CS hyd.	1			1.75	8416.12	8417.87
	Pup Joint CS Hyd, 6.5 lb/ft / BAKER	2 7/8" CS hyd.	2 7/8" CS hyd.	1	2.875	2.440	3.75	8417.87	8421.62
	Pup Joint CS Hyd, 6.5 lb/ft / BAKER	2 7/8" CS Hyd.	2 7/8" CS hyd.	1	2.875	2.440	9.75	8421.62	8431.37
	Wash Pipe 2 7/8" CS Hyd, 6.5 lb/ft, N-80	2 7/8" CS Hyd.	2 7/8" CS hyd.	39	2.875	2.440	1213.52	8431.37	9644.89
	Crossover	2 7/8" CS Hyd.	2 3/8" EU	1	2.875	1.992	1.23	9644.89	9646.12
	Locator / BAKER	2 3/8" EUE	2 3/8" EU	1	3.060	1.992	0.67	9646.12	9646.79
	SPACE OUT Stinger 2 7/8"				N/A	N/A	0.37	9646.79	9647.16
	Stinger 2 3/8" EUE pin, 4.7#/ft (Upset: 0.30')	2 3/8" EU pin		1	2.375	1.992	1.00	9647.16	9648.16
	BAKER						13.00	9648.16	9661.16

Fuente: Halliburton.

Realizado por: Diego Rodríguez

37GRÁFICO N° 4.18 DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO HORIZONTAL A-  
C23-H



Fuente: Halliburton.  
Realizado por: Diego Rodríguez

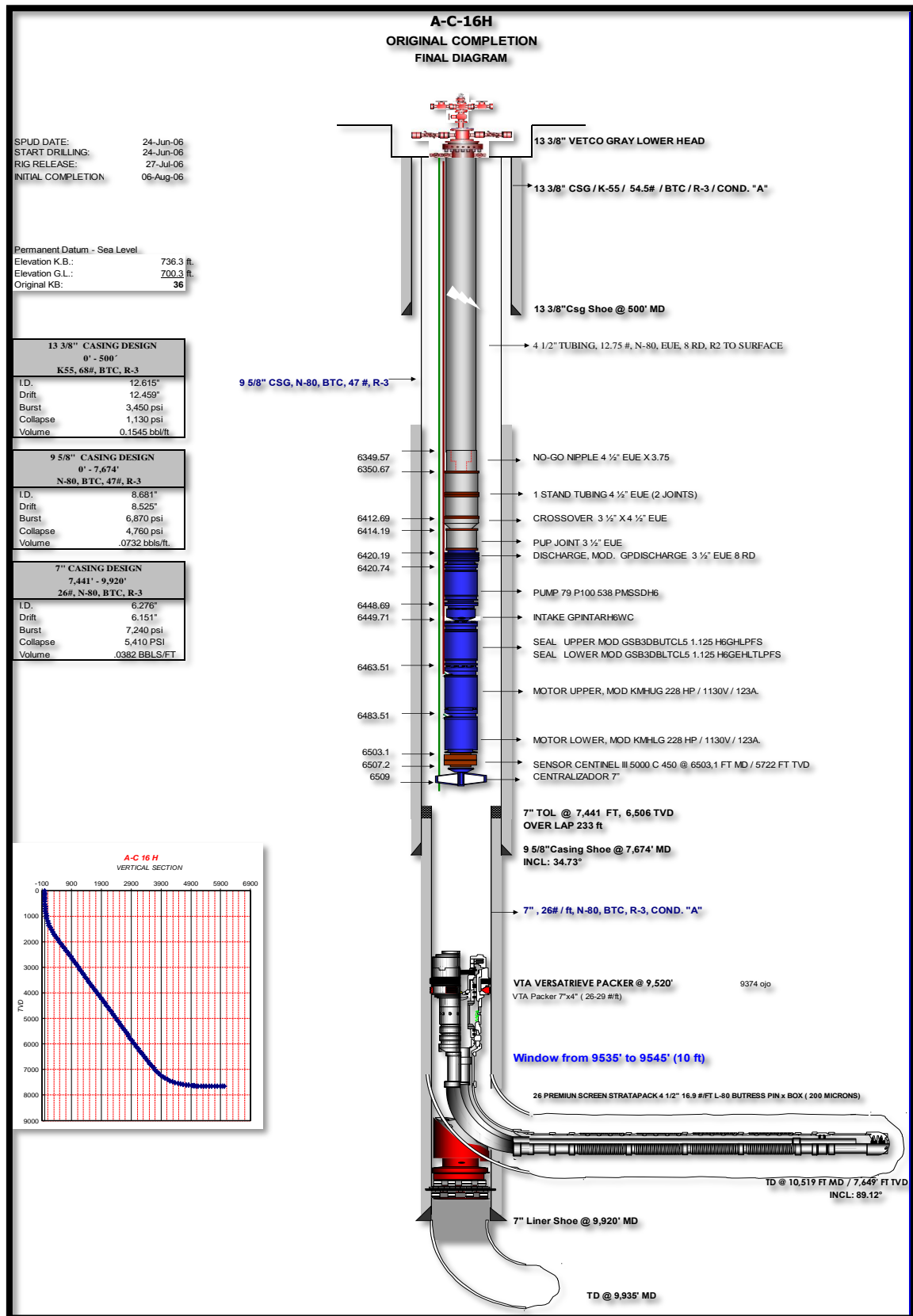
### ***Completación del pozo horizontal A-C16-H***

De acuerdo al diseño y programa calculado de instalación, la completación de fondo SAS (Standalone Screens) del pozo horizontal A-C16-H consta de:

- a) Longitud de la zona horizontal: 974 ft

A continuación se presenta: el diagrama mecánico del pozo (ver Gráfico N°4.19).

### 38GRÁFICO N°4.19 DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO HORIZONTAL A-C16-H.



Fuente: Halliburton.

Realizado por: Diego Rodríguez.



## CAPITULO V

---

### ANÁLISIS DE LAS TABLAS Y GRÁFICOS DE PRODUCCIÓN

Las tablas y gráficos presentados en el presente trabajo, de los pozos horizontales (C21-H; C22-H; C23-H) con el sistema de completación EquiFlow-ICDs son realizados con los datos de producción adjuntos en la parte de anexos. Además del pozo horizontal C16-H con un sistema de completación SAS (Standalone Screens). Estas gráficas indican los siguientes aspectos en la producción de: fluido, petróleo, agua, y porcentajes de BSW.

#### 12 TABLA N°5.1 PRODUCCIONES REPRESENTATIVAS DE CADA UNO DE LOS POZOS EN ESTUDIO .

MARZO 28 DEL 2010

POZO	Fluido (Bls)	Petróleo (Bls)	Agua (Bls)	BSW%	TIPO DE LA BOMBA	HZ	°API
A-C21H	5,973.00	1,109.00	4,864.00	81.43	P-100-91-456	58	16.5
A-C22H	11,371.00	214.00	11,157.00	98.12	P-100-91-456	57	15.9
A-C23H	8,194.00	697.00	7,497.00	91.49	P-100-91-456	58	14.9

MARZO 28 DEL 2011

POZO	Fluido (Bls)	Petróleo (Bls)	Agua (Bls)	BSW%	TIPO DE LA BOMBA	HZ	°API
A-C21H	10,413.00	706.30	9,706.30	93.21	P-100-91-456	58	16.5
A-C22H	12,149.60	239.80	11,909.80	98.03	P-100-91-456	57	15.9
A-C23H	12,487.90	498.70	11,989.20	96.01	P-100-91-456	58	14.9

MARZO 28 DEL 2012

POZO	Fluido (Bls)	Petróleo (Bls)	Agua (Bls)	BSW%	TIPO DE LA BOMBA	HZ	°API
A-C21H	11,403.30	410.96	10,992.34	96.40	P-100-91-456	58	16.5
A-C22H	12,354.35	260.77	12,093.58	97.89	P-100-91-456	57	15.9
A-C23H	12,660.02	358.07	12,301.95	97.17	P-100-91-456	58	14.9

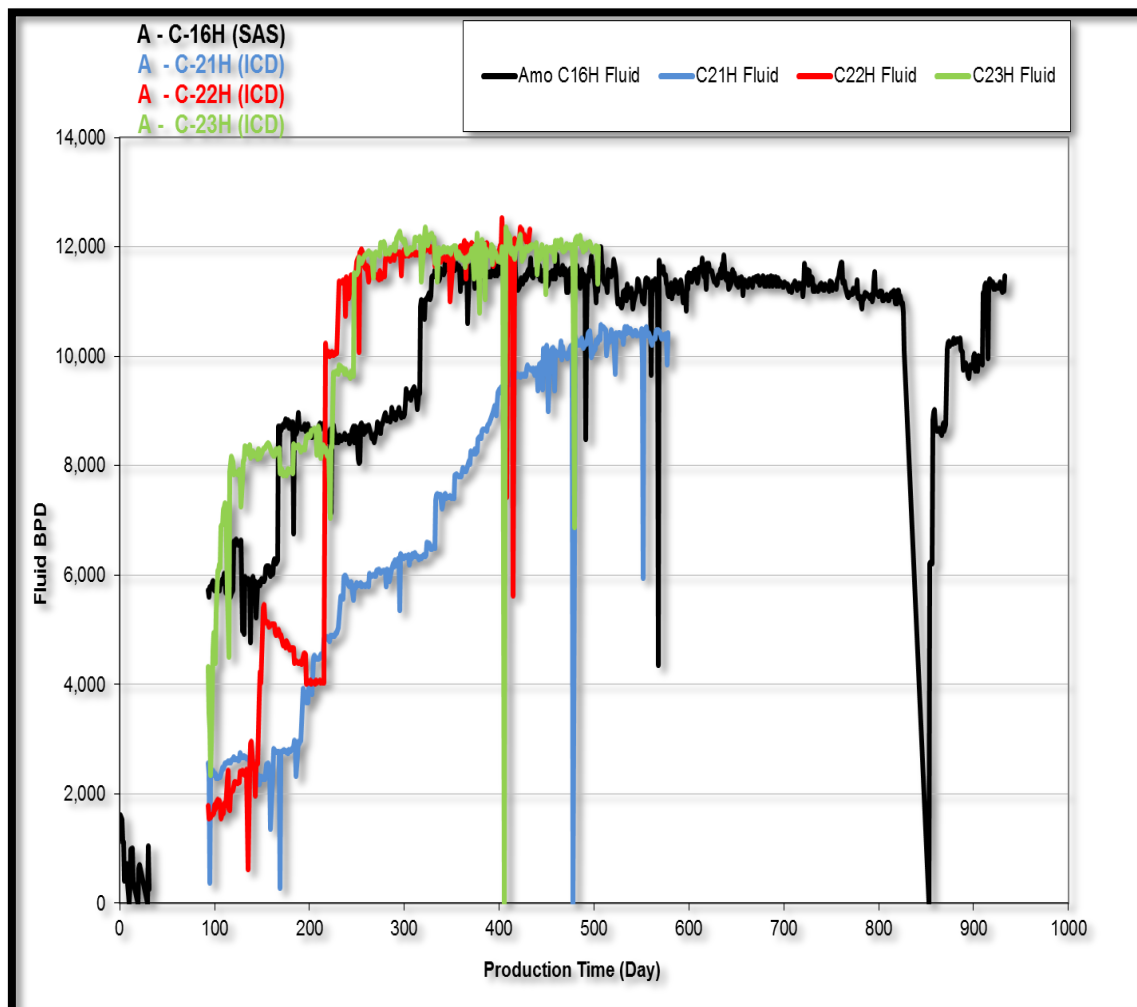
Realizado por: Diego Rodríguez.

## GRÁFICOS DE PRODUCCIÓN

Para comparar el compartimiento de producción de las completaciones ICDs (pozos C-21H; C-22H; C-23H), se utilizó el pozo vecino C-16H con una completación SAS.

En el gráfico N°5.1 correspondiente a la producción de fluido de los pozos en igual escala de tiempo, podemos observar que el C-21H (ICD) es el pozo con menor tasa de fluido en el periodo comparado, mientras los otros tres pozos (C-16H-SAS; C-22H-ICD; C-23H-ICD) alcanzan producciones de 12,000 BFPD.

**39GRÁFICO N°5.1 PRODUCCIÓN DE FLUIDO DE LOS POZOS ANALIZADOS: C-16H(SAS); C-21H(ICD); C-22H(ICD); C-23H(ICD).**

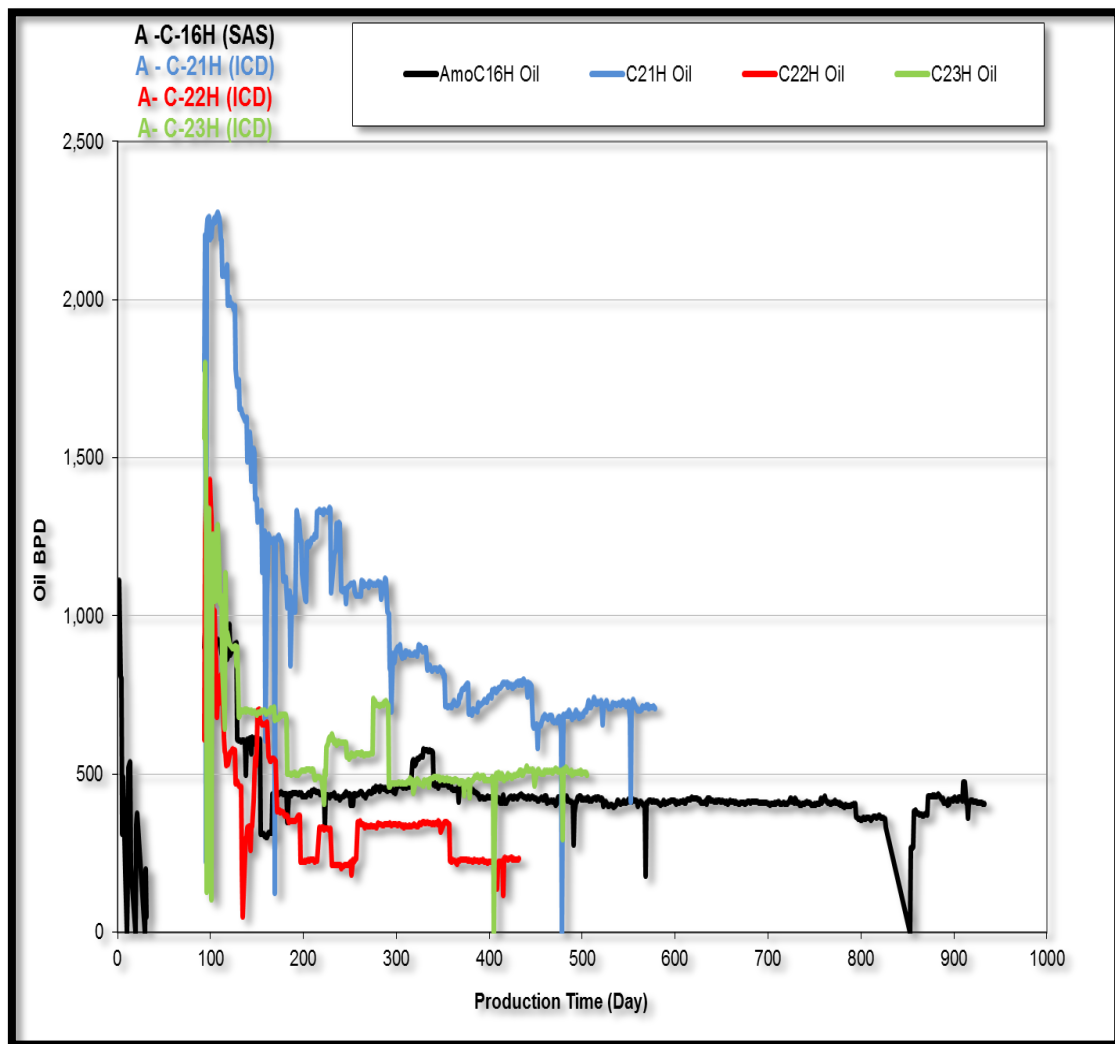


Fuente: Halliburton.

Realizado por: Diego Rodríguez.

El gráfico N°5.2 corresponde a la producción de petróleo de los cuatro pozos. Podemos observar que el pozo C-21H si bien es el pozo con menor tasa de fluido, es el que produce más petróleo. Los pozos C-22H y C-23H producen en forma similar que el pozo C-16H con SAS.

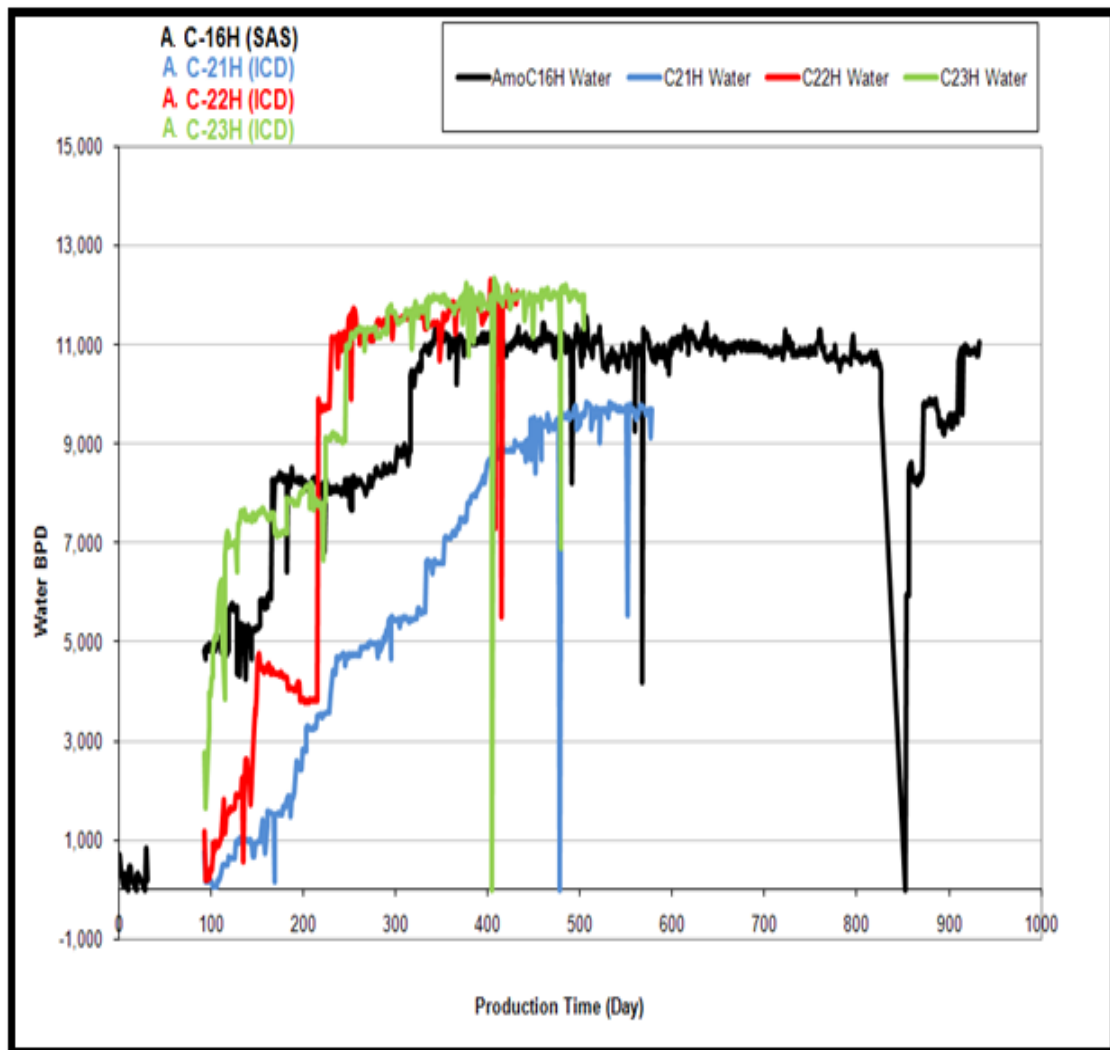
**40GRÁFICO N°5.2 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE LOS POZOS ANALIZADOS: C-16H(SAS); C-21H(ICD); C-22H(ICD); C-23H(ICD).**



Fuente: Halliburton.  
Realizado por: Diego Rodríguez.

En cuanto a la producción de agua (ver Gráfico N°5.3) observamos que el pozo C-21H es el pozo que menor agua produce, mientras que los otros pozos con ICDs producen agua en forma similar al pozo C16-H con una completación SAS.

**41GRÁFICO N°5.3 PRODUCCIÓN DE AGUA DE LOS POZOS ANALIZADOS: C-16H(SAS); C-21H(ICD); C-22H(ICD); C-23H(ICD).**

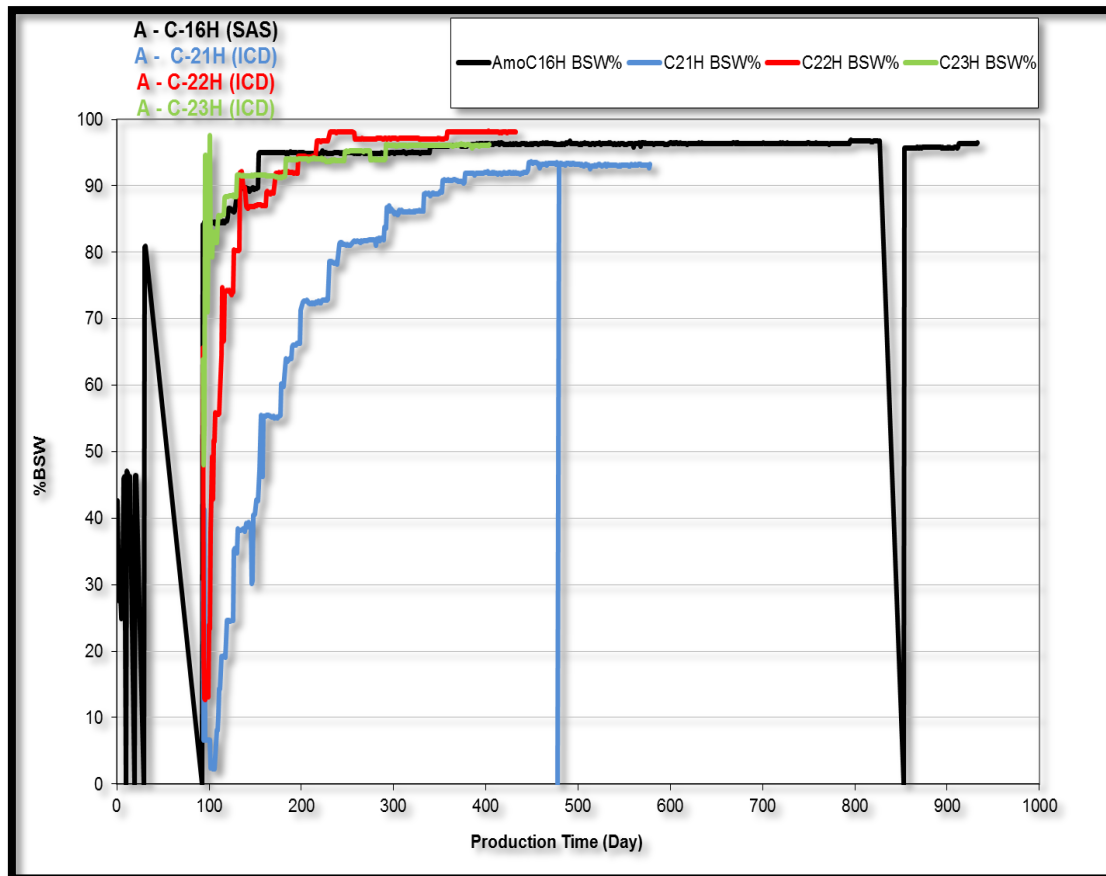


Fuente: Halliburton.

Realizado por: Diego Rodríguez.

Cuando analizamos el porcentaje de BSW (ver Gráfico N°5.4) de los cuatro pozos. Podemos observar que el pozo C-21H (ICD) si bien es el pozo con menor tasa de fluido, es el que menor BSW. Los pozos C-22H (ICD) y C-23H (ICD) tienen un BSW similar al del pozo C-16H con una completación SAS.

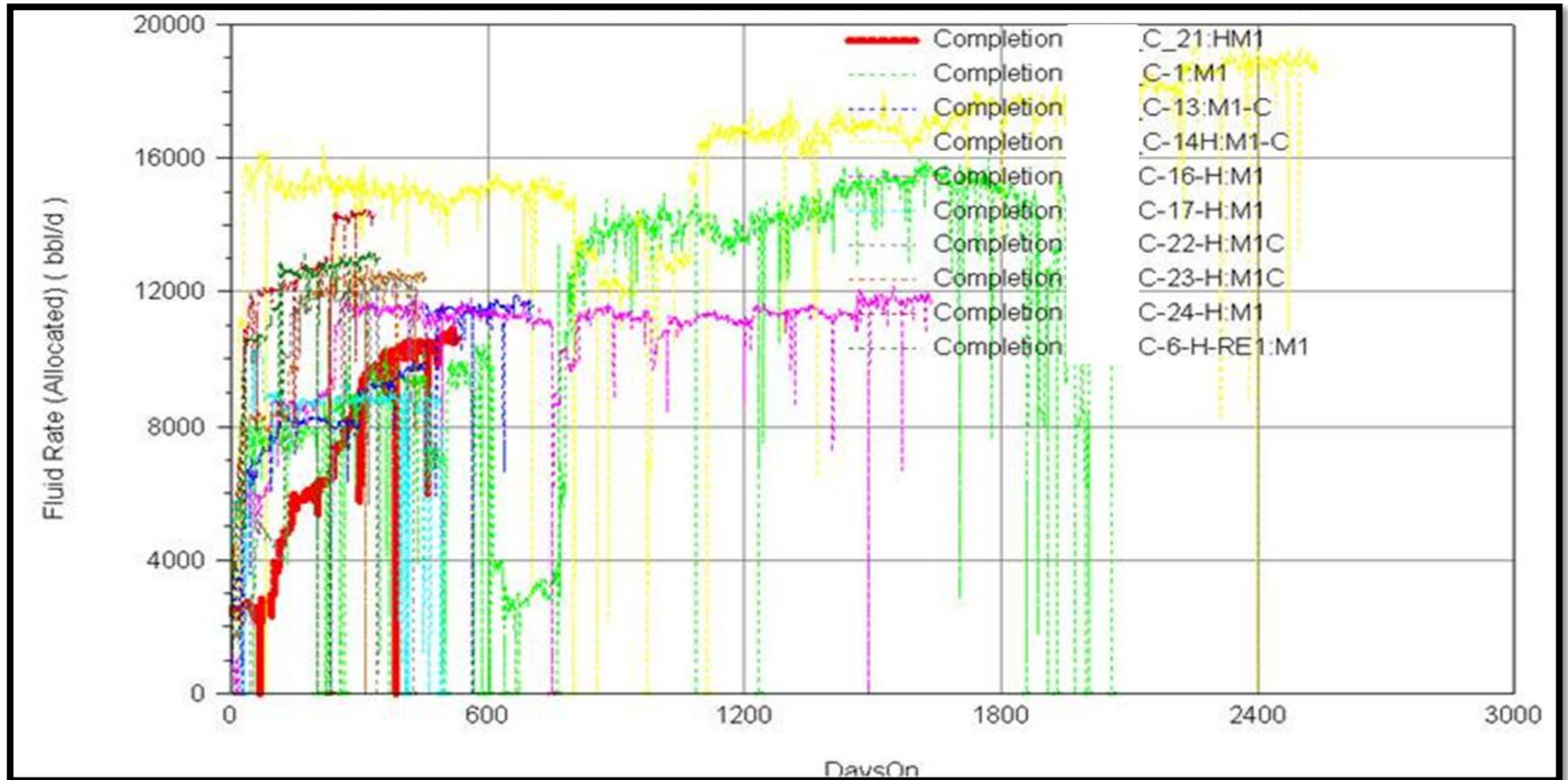
#### 42GRÁFICO N°5.4 PORCENTAJE DE BSW DE LOS POZOS ANALIZADOS: C-16H(SAS); C-21H(ICD); C-22H(ICD); C-23H(ICD).



Fuente: Halliburton.  
Realizado por: Diego Rodríguez.

Realizando un análisis de producción de fluido de todos los pozos del campo “A” (ver Gráfico N°5.5). Observamos que el pozo C-21H es el de menor tasa de fluido sin embargo es el de mayor tasa de petróleo de todo el campo (ver Gráfico N°5.6). Lo mismo sucede con el petróleo acumulado en el campo (ver Gráfico N°5.7). Con respecto a la producción de agua, es el de menor tasa y por lógica el de menor producción de agua acumulada (ver Gráfico N°5.8).

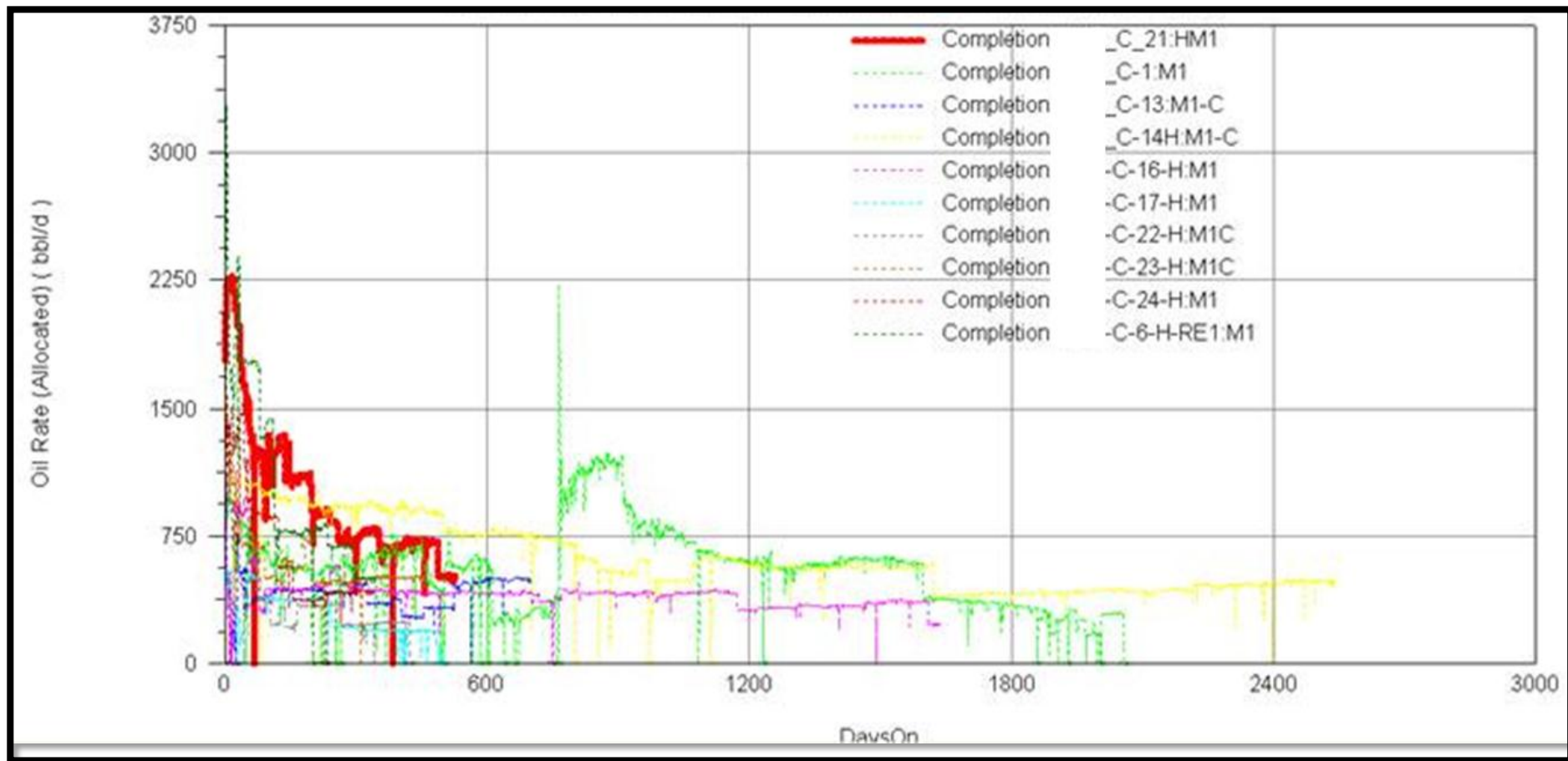
43GRÁFICO N°5.5 TASA DE FLUIDO DE LOS POZOS DEL CAMPO “A”.



Fuente: Halliburton.

Realizado por: Diego Rodríguez.

#### 44GRÁFICO N°5.6 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE LOS POZOS DEL CAMPO “A”

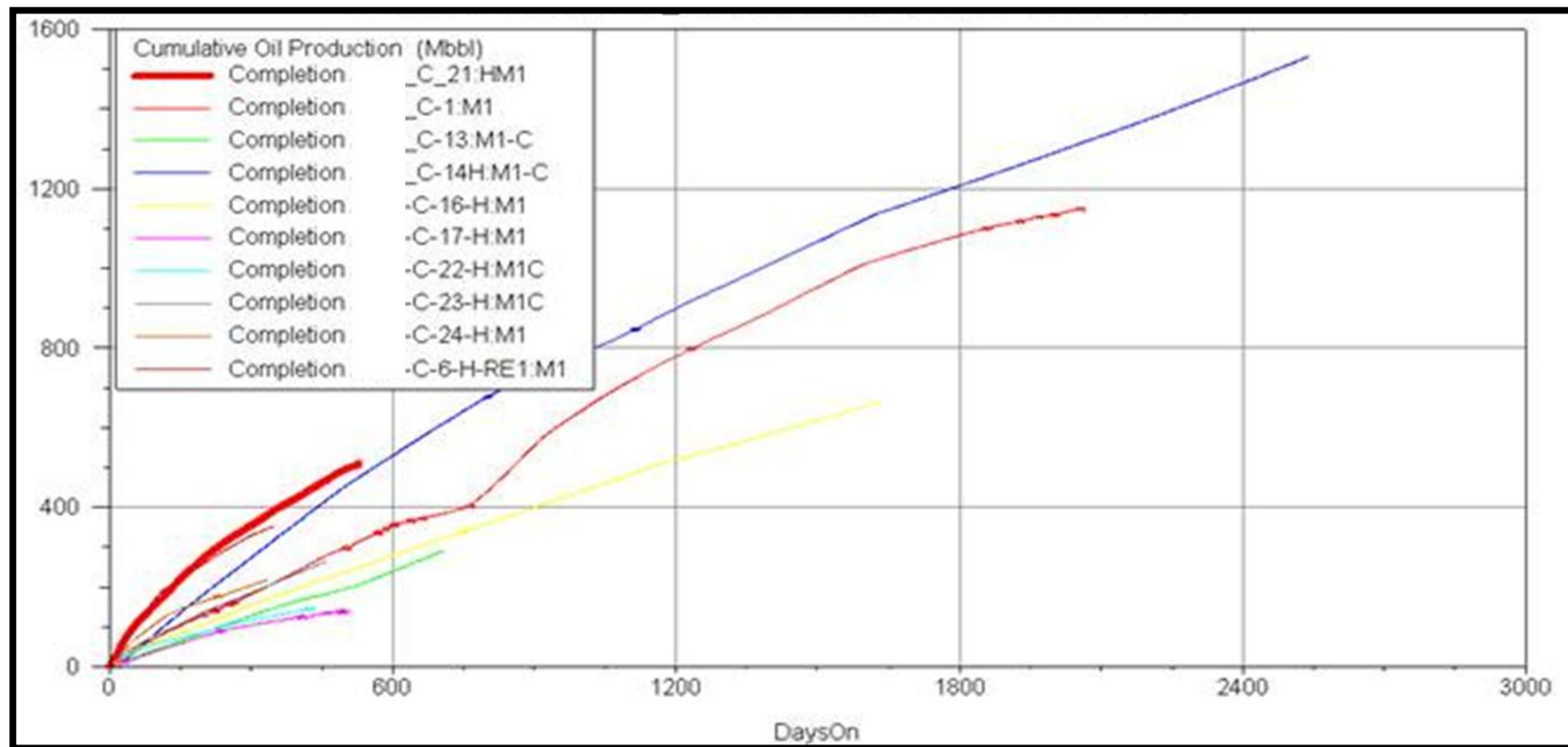


Fuente: Halliburton.

Realizado por: Diego Rodríguez.



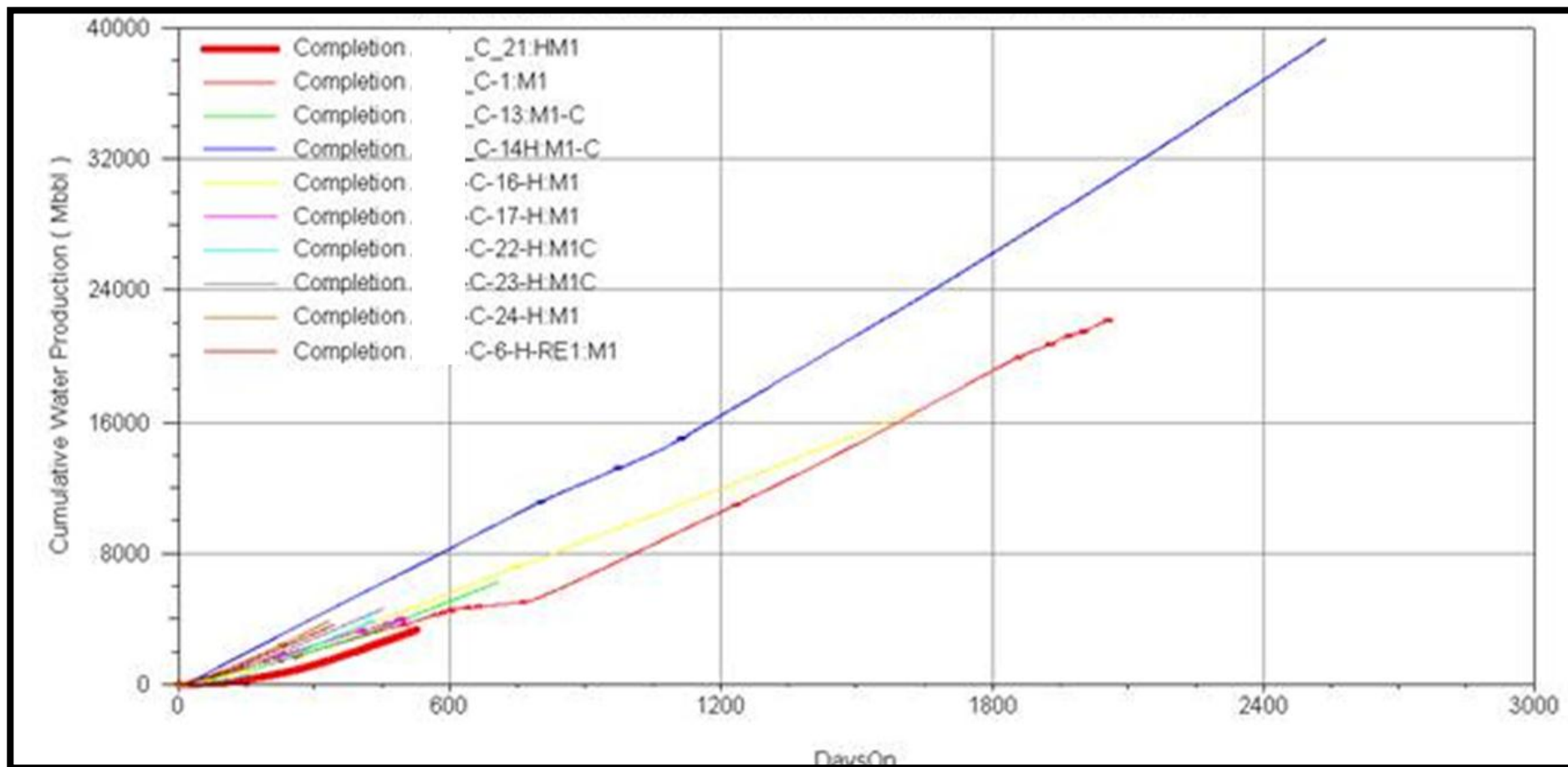
**45GRÁFICO N°5.7 PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO DE LOS POZOS DEL CAMPO “A”**



Fuente: Halliburton.  
Realizado por: Diego Rodríguez.



#### 46GRÁFICO N°5.8 PRODUCCIÓN ACUMULADA DE AGUA EN LOS POZOS DEL CAMPO “A”



Fuente: Halliburton.

Realizado por: Diego Rodríguez

El análisis de producción de los cuatro pozos, C-16H completado con SAS y los pozos C-21H, C-22H y C-23H completados con ICDs nos permite concluir:

Pozo C-21H: El pozo se comportó de acuerdo a diseño dado en la construcción del pozo, instalación de la completación, puesto en producción y posterior acompañamiento.

Pozo C-22H: Durante la perforación se decidió para la navegación por discontinuidad de la arena M1. La longitud horizontal del pozo quedó en 498 ft y la completación solamente con 12 ICDs. Sin embargo durante la producción el pozo fue tratado como un pozo de 1000ft de longitud excediendo los parámetros de diseño.

Pozo C-23H: La longitud horizontal del pozo fue de 1134 ft con 21 ICDs sin embargo durante la bajada de la completación, la misma se atascó a 9647 ft quedando 320 ft fuera de profundidad. La puesta en producción no respetó la situación antes explicada excediendo los parámetros de diseño.

## **CAPITULO VI**

---

### **ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO**

#### ***INTRODUCCIÓN***

El análisis técnico - económico para evaluar la implementación de la herramienta EquiFlow-ICDs de la empresa HALLIBURTON que se utilizó para la completación de los pozos horizontales (A-C21H; A-C22H; A-C23H) en el campo “A” de la cuenca amazónica del Ecuador, se basa en la comparación del análisis de inversiones y producciones que se tiene con el sistema de completación EquiFlow-ICDs y el sistema de completación SAS (Standalone Screens) en el pozo A-C16 vecino al pozo C-21H. Con estas variables podemos determinar que sistema de completación es más eficiente y rentable.

#### ***INVERSIÓN DEL PROYECTO***

Para un proyecto de completación de un pozo horizontal hay que tomar en cuenta ciertos aspectos importantes, a más de los aspectos técnicos analizados en este estudio. Cada uno de estos valores representa inversiones que deben realizarse a cada uno de los pozos seleccionados antes de ponerlos a producción.

Los costos estimados de este trabajo toman en cuenta: la perforación, toma de registros eléctricos, el asentamiento de la completación EquiFlow-ICDs, trabajos a realizar para dejar el pozo en condiciones de producción y gastos de funcionamiento del mismo; están detallados en la Tabla N° 6.1.

**13 TABLA N° 6.1 COSTOS ESTIMADOS PARA LA PERFORACIÓN Y PUESTA  
EN PRODUCCIÓN DE CADA POZO HORIZONTAL**

<b>ELEMENTO</b>	<b>COSTO NETO (USD)</b>
Localización (plataforma y piscinas) reusada	0.00
Vías de acceso reusada	0.00
Movilización del Taladro	192,000.00
Costos por Perforación	1,025,000.00
Registros Eléctricos	120,000.00
Trabajo de Cementación y cemento	150,000.00
Estudio Ambiental; Control de efluentes; Mitigación social	0.00
Material; Lodos y Químicos	140,000.00
Brocas	150,000.00
Toma de Cores	0.00
Análisis de Ripios	50,000.00
Servicio de perforación direccional	450,000.00
Supervisión de trabajo	0.00
Fluidos de completación	0.00
Torre de reacondicionamiento del pozo	105,000.00
Punzamientos	40,000.00
Trabajo de Cementación y cemento	0.00
Tubería de Revestimiento	1,163,743.00
Colgadores	40,000.00
Levantameinto Artificial BES (Equipos de fondo y superficie)	278,410.00
Multiple de Producción/Árbol de Navidad	40,000.00
Bomba de Inyección de Químicos	20,000.00
Tubería de Producción (3 1/2")	99,802.00
Línea de Flujo (4 1/2")	9,348.00
Instalación de línea de Flujo	9,840.00
Control de sólidos	150,000.00
<b>TOTAL INVERSIÓN POR POZO</b>	<b>\$ 4,233,143.00</b>

Fuente: Información tomada de la lista de precios de las diferentes empresas.  
Realizado por: Diego Rodríguez.

Se realiza el presupuesto para las completaciones con la herramienta EquiFlow con sus respectivos componentes para cada uno de los pozos como se puede ver en la Tabla N°6.2.

**14 TABLA N° 6.2 COSTOS ESTIMADOS DE LAS COPLETACIONES  
EQUIFLOW-ICDs PARA CADA POZO HORIZONTAL**

<b>POZO</b>	<b>ICDs (USD)</b>	<b>SWELLPACKERS (USD)</b>	<b>COSTO POR POZO (USD)</b>
C21-H	216,300.00	83,000.00	299,300.00
C22-H	123,600.00	49,800.00	173,400.00
C23-H	216,300.00	83,000.00	299,300.00
<b>TOTAL</b>			<b>\$ 772,000.00</b>

Fuente: Información estimada de la lista de precios de la empresa Halliburton.  
Realizado por: Diego Rodríguez.

Además se estima el valor que se va a gastar en el funcionamiento de los pozos. Como el costo anual y mensual de la energía necesaria para el sistema de levantamiento artificial BES (Bombeo Electro Sumergible) y el costo anual y mensual de los químicos inhibidores de incrustaciones y de escala en la Tabla N° 6.3.

**15 TABLA N° 6.3 COSTOS ESTIMADOS DE FUNCIONAMIENTO PARA  
CADA POZO HORIZONTAL**

<b>POZO</b>	<b>Energía usada en los equipos BES del pozo (USD)</b>		<b>Químicos - Inhibidor de incrustaciones y escala (USD)</b>	
	<b>Mensual</b>	<b>Anual</b>	<b>Mensual</b>	<b>Anual</b>
C21-H	35,538.82	426,465.79	2,083.33	25,000.00
C22-H	35,538.82	426,465.79	2,083.33	25,000.00
C23-H	35,538.82	426,465.79	2,083.33	25,000.00
<b>COSTO TOTAL</b>	<b>\$ 106,616.45</b>	<b>\$ 1,279,397.37</b>	<b>\$ 6,250.00</b>	<b>\$ 75,000.00</b>

Realizado por: Diego Rodríguez.

El costo individual que se invirtió en cada pozo como se detalla en las Tablas (N° 6.4; N° 6.5; N° 6.6), se obtienen tomando el costo estimado para la perforación y puesta en producción de cada pozo horizontal (Tabla N° 6.1), se debe agregar los valores estimados para cada completación a tener en cada uno de los pozos (Tabla N° 6.2). Además de sumar los costos por energía y químicos a utilizar anualmente de la (Tabla N° 6.3). Cabe mencionar que se calculó un valor de contingencia del 10% del sub-total de cada una de las inversiones a realizar en cada pozo.

**16 TABLA N° 6.4 COSTO ESTIMADO DEL POZO A-C21-H**

ELEMENTO	COSTO NETO (USD)
Costo de la completación EquiFlow-ICDs	299,300.00
Costos de químicos a usar por año en el pozo	25,000.00
Costos de energía a usar por año en el pozo	426,465.79
Costos a invertir por pozo	4,233,143.00
Sub-total	4,983,908.79
CONTIGENCIAS (10%)	498,390.88
<b>INVERSIÓN TOTAL DEL PROYECTO</b>	<b>\$ 5,482,299.67</b>

Realizado por: Diego Rodríguez.

**17 TABLA N° 6.5 COSTO ESTIMADO DEL POZO A-C22-H**

ELEMENTO	COSTO NETO (USD)
Costo de la completación EquiFlow-ICDs	173,400.00
Costos de químicos a usar por año en el pozo	25,000.00
Costos de energía a usar por año en el pozo	426,465.79
Costos a invertir por pozo	4,233,143.00
Sub-total	4,858,008.79
CONTIGENCIAS (10%)	485,800.88
<b>INVERSIÓN TOTAL DEL PROYECTO</b>	<b>\$ 5,343,809.67</b>

Realizado por: Diego Rodríguez.

**18 TABLA N° 6.6 COSTO TOTAL DEL POZO A-C23-H**

ELEMENTO	COSTO NETO (USD)
Costo de la completación EquiFlow-ICDs	299,300.00
Costos de químicos a usar por año en el pozo	25,000.00
Costos de energía a usar por año en el pozo	426,465.79
Costos a invertir por pozo	4,233,143.00
Sub-total	4,983,908.79
CONTIGENCIAS (10%)	498,390.88
<b>INVERSIÓN TOTAL DEL PROYECTO</b>	<b>\$ 5,482,299.67</b>

Realizado por: Diego Rodríguez.

Por lo tanto se estima la inversión total del proyecto en **USD. 16'308,409.01** para los tres pozos seleccionados como se ha calculado en la Tabla N° 6.7.

**19 TABLA N° 6.7 COSTO TOTAL DE LA INVERSIÓN DEL PROYECTO**

<b>ELEMENTO</b>	<b>COSTO NETO (USD)</b>
Costo de las tres completaciones EquiFlow-ICDs	772,000.00
Costos de químicos a usar por año en cada pozo	25,000.00
Costos de energía a usar por año en cada pozo	426465.79
Costos a invertir por pozo	4,233,143.00
NÚMERO DE POZOS	3.00
Sub-total	14,825,826.37
CONTIGENCIAS (10%)	1,482,582.64
<b>INVERSIÓN TOTAL DEL PROYECTO</b>	<b>\$ 16,308,409.01</b>

Realizado por: Diego Rodríguez.

## **ANÁLISIS ECONÓMICO.**

### ***ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE LAS COMPLETACIONES SAS Y EQUIFLOW-ICDs PARA LOS POZOS ANALIZADOS***

Siendo uno los objetivos a investigar la comparación de una completación con SAS (Standalone Screens) versus la completación con EquiFlow-ICDs en un pozo horizontal en este caso el pozo A-C21-H, se valorarán los aspectos de inversión de ambas completaciones para el proyecto de estudio, además el rendimiento y eficiencia de producción.

### ***ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS INVERSIONES***

A continuación en la tabla N° 6.11 se puede observar la diferencia de costo existente entre una completación con el sistema EquiFlow-ICDs y una completación normal con SAS (Standalone Screens).

En la tabla N° 6.11 tenemos el costo de las **tres completaciones EquiFlow-ICDs** para los tres pozos horizontales (C-21H; C-22H y C23H) del campo “A” con un costo total de **772,000.00 USD**. Teniendo como costo total **16’308,409.007 USD para la perforación y puesta en funcionamiento de los tres pozos horizontales**.

De igual forma en la tabla N° 6.11 se calculó el costo de **completación los tres pozos horizontales (C-21H; C-22H y C23H) con el sistema SAS** (Standalone Screens) obteniendo un costo de **343,125.00 USD**. **La inversión total para los tres pozos es de 15’836,646.51 USD para la perforación y puesta en funcionamiento** (ver Tabla N° 6.11). Por tanto se tiene una DIFERENCIA de costos de \$ 471,762.50 entre la el total de las dos inversiones (EquiFlow-ICDs y SAS), dicha diferencia es equivalentes al 3% de la inversión total de nuestro proyecto con el sistema EquiFlow-ICDs (Tabla N°6.12).



**20 TABLA N° 6.8 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS INVERSIONES ESTIMADAS ENTRE LOS DOS SISTEMAS DE COMPLETACIÓN**

DATOS		COSTOS ESTIMADOS DE LAS COPLETACIONES EQUIFLOW-ICDs PARA CADA POZO HORIZONTAL			COSTOS ESTIMADOS DE LAS COPLETACIONES SAS (Standalone Screens) PARA CADA POZO HORIZONTAL		
POZO	LONGITUD DE LA COMPLETACIÓN (FT)	ICDs (USD)	SWELLPACKERS (USD)	COSTO POR POZO (USD)	POZO	COSTO (USD/FT)	COSTO POR POZO (USD)
C21-H	1,113.00	216,300.00	83,000.00	299,300.00	C21-H	125.00	139,125.00
C22-H	498.00	123,600.00	49,800.00	173,400.00	C22-H	125.00	62,250.00
C23-H	1,134.00	216,300.00	83,000.00	299,300.00	C23-H	125.00	141,750.00
TOTAL				772,000.00	TOTAL 343,125.00		
DIFERENCIA		\$ 428,875.00	56%				

Fuente: Costos estimados.

Realizado por: Diego Rodríguez

**21 TABLA N° 6.9 INVERSIONES ESTIMADAS PARA CADA NO DE LOS PROYECTOS COMPLETOS**

PROYECTOS A VALORAR		COSTO (USD)
1	COSTO TOTAL DEL PROYECTO CON COMPLETACIONES EQUIFLOW-ICDs	\$ 16,308,409.01
2	COSTO TOTAL DEL PROYECTO CON COMPLETACIONES SAS (Standalone Screens)	\$ 15,836,646.51
DIFERENCIA		\$ 471,762.50 3%

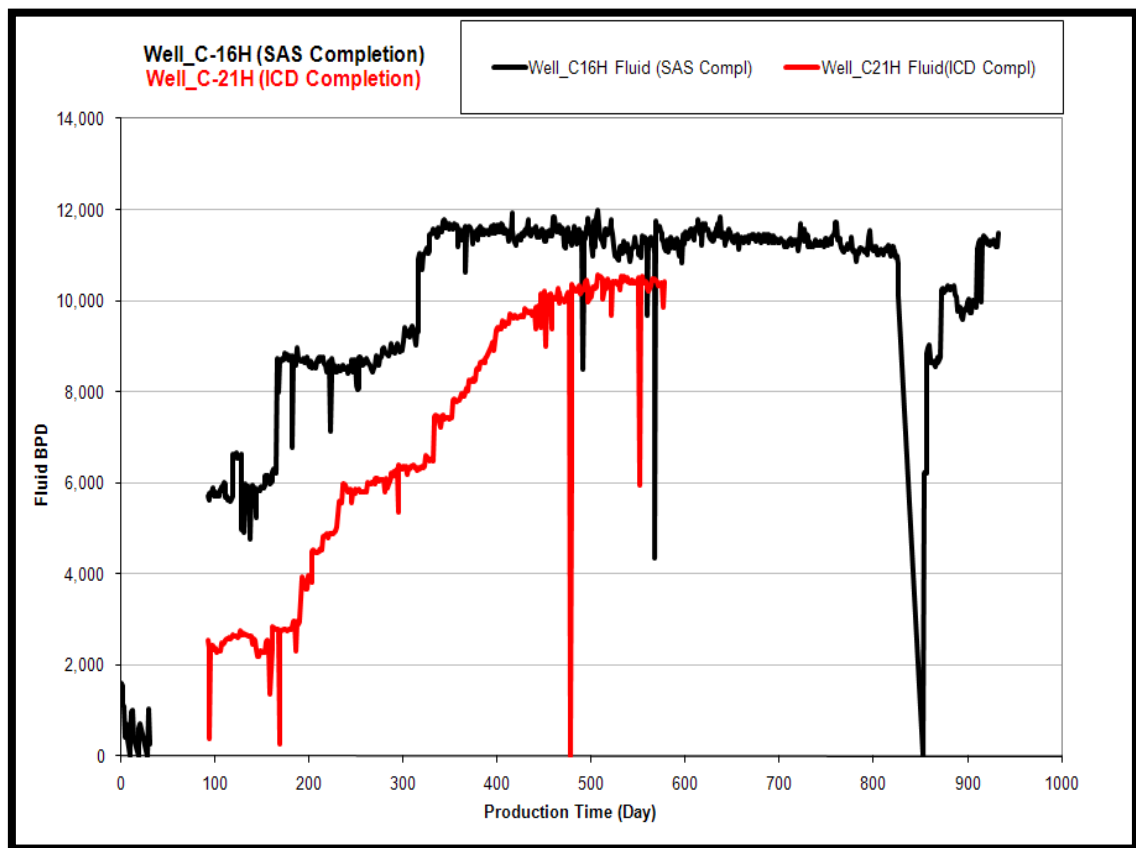
Fuente: Costos estimados

Realizado por: Diego Rodríguez

## ***ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA PRODUCCIÓN RESULTANTE ENTRE LA COMPLETACIÓN SAS Y EQUIFLOW-ICDs***

Mediante gráficas de producción (fluido, petróleo y agua) de los pozos C16-H con completación SAS y el pozo C21-H con completación EquiFlow-ICDs. Se puede tener una idea clara del rendimiento, eficiencia y producción que existe entre las completaciones SAS y EquiFlow-ICDs.

**47GRÁFICO N°6.1. PRODUCCIÓN DIARIA DE FLUIDO DEL POZO A-C16-H CON COMPLETACIÓN SAS vs EL POZO A-C21-H CON COMPLETACIÓN EQUIFLOW-ICDs.**

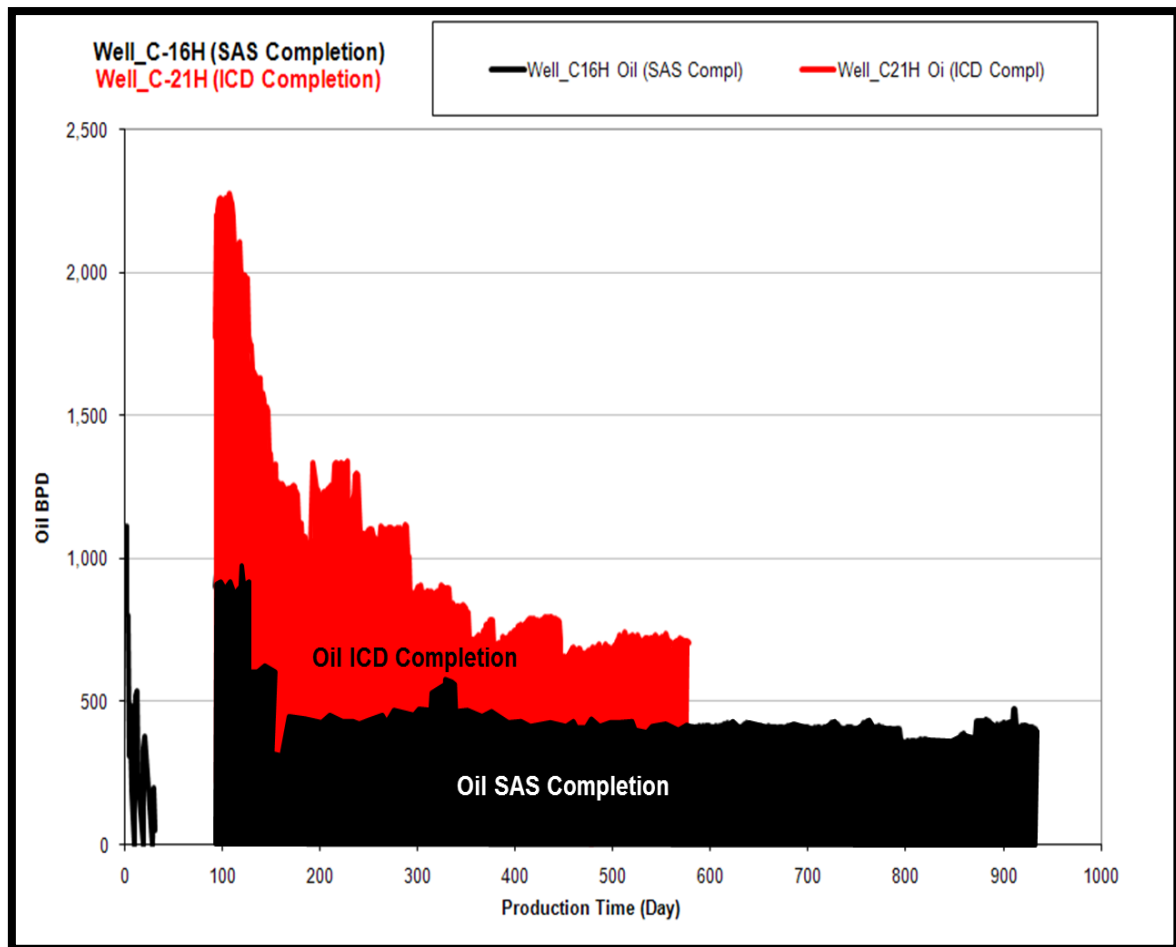


Fuente: Halliburton.

Realizado por: Diego Rodríguez.

Se observa en el gráfico N°6.2 que el pozo A-C21-H tiene menor producción de fluido a comparación del pozo A-C16-H.

**48GRÁFICO N°6.2. PRODUCCIÓN DIARIA DE PETRÓLEO DEL POZO A-C16-H CON COMPLETACIÓN SAS vs EL POZO A-C21-H CON COMPLETACIÓN EQUIFLOW-ICDs.**

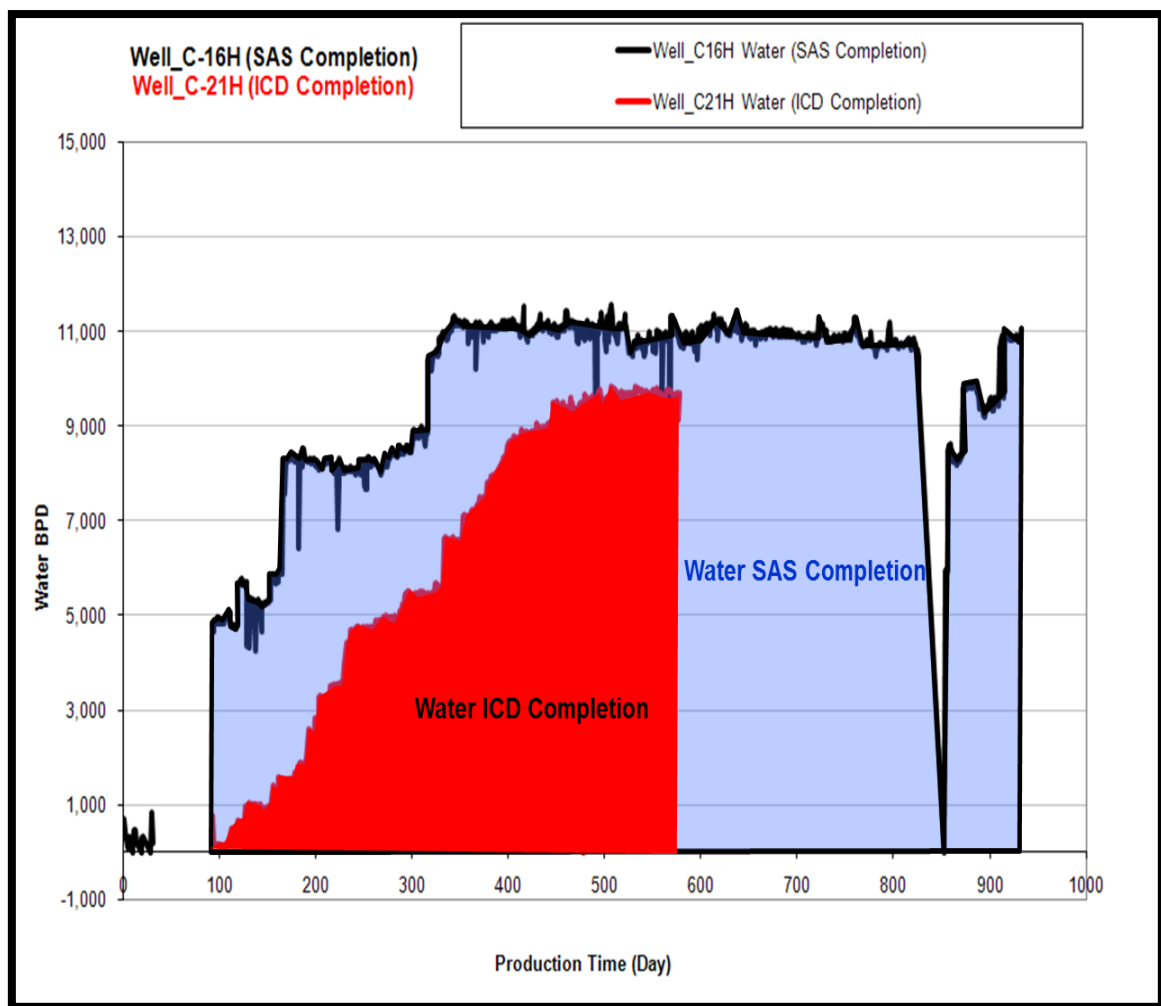


Fuente: Halliburton.

Realizado por: Diego Rodríguez.

La producción de petróleo del pozo A-C21-H es mayor que la del pozo A-C16-H con una completación SAS. Lo que marca un mayor rendimiento económico para la operadora (ver Gráfico N°6.3).

**49GRÁFICO N°6.3. PRODUCCIÓN DIARIA DE AGUA DEL POZO A-C16-H CON COMPLETACIÓN SAS vs EL POZO A-C21-H CON COMPLETACIÓN EQUIFLOW-ICDs.**



Fuente: Gráfico tomada de la base de Halliburton.  
Realizado por: Diego Rodríguez.

La producción de agua del pozo A-C21-H es menor en comparación del pozo A-C16-H (ver Gráfico N°6.4), esto tiene una gran ventaja ya que se tiene que manejar en superficie menor cantidad de agua en la deshidratación del crudo.

Como podemos apreciar en el análisis de los gráficos, la completación con mejor rendimiento en producción de petróleo es la del pozo A-C21-H. En la parte de inversión, el tipo de completación EquiFlow-ICDs es más costosa en un porcentaje mínimo con la ventaja de superar las expectativas de producción propuestas por el cliente u operadora.

## CAPITULO VII

---

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### *CONCLUSIONES*

- A través de los pozos horizontales estudiados del campo “A” de la cuenca oriente del Ecuador, se ha establecido que la completación con la herramienta EquiFlow-ICDs cumple eficientemente el propósito de optimizar y regular el flujo de hidrocarburos obteniendo buenos niveles de producción de petróleo y controlando el aumento de producción de agua aumentando el factor de recobro de hidrocarburos.
- Se describió la tecnología EquiFlow-ICDs para completaciones horizontales con todos sus componentes y estudios necesarios para el diseño de la completación. Se requiere de criterios técnicos de ingeniería como: el estudio de la geología del reservorio, la interpretación de registros eléctricos, análisis en software especializado, diseño de los swellpackers, simulación de las producciones esperadas, aspectos económicos de rendimiento de la inversión, en definitiva, todo el proceso descrito en este trabajo.

- Se consiguió geonavegar en la arenisca M1 hasta 5 pies en vertical cercanos al tope del reservorio posicionando los pozos horizontales en un lugar óptimo para producir. Basados en la respuesta de registros eléctricos, gas, rípios y tamaño de grano, se encontró en la sección horizontal cambios laterales de facies, buzamientos de capas inesperados, propiedades variables de la arenisca que permitieron ejecutar un modelo petrofísico adecuado.
- La caracterización de facies y los parámetros petrofísicos calculados permitieron determinar el número de segmentos de la sección horizontal y sus correspondientes profundidades para completar el pozo con mallas en intervalos separados y aislados con empacaduras y dispositivos de control de flujo.
- Obteniendo la información necesaria de los pozos horizontales (C21-H; C22-H; C23-H) con completaciones EquiFlow-ICDs y del pozo horizontal (C16-H) con completación SAS, son los datos necesarios para evaluar el rendimiento y eficiencia del sistema EquiFlow-ICDs y a su vez compararlo con el sistema de completación SAS. La comparación de costos entre las completaciones se realizó valorando los aspectos de inversión de ambas, dando como resultado una diferencia de \$ 471,762.50 equivalentes al 3% de la inversión total del proyecto con el sistema EquiFlow-ICDs (Tabla N°6.12).
- Al realizar la comparación del rendimiento y eficiencia de producción entre las completaciones Standalone Screen y EquiFlow-ICDs, se determinó mediante el análisis de los gráficos (N°6.2; N°6.3 y N°6.4) que la completación con mejor rendimiento en producción de petróleo es la del pozo C21-H (EquiFlow-ICDs).

## ***RECOMENDACIONES***

- Para un diseño óptimo y eficiente de una completación con EquiFlow-ICDs a colocar en el pozo, se debe tener datos de fluidos de yacimiento, geología y en lo posible contar con el modelo dinámico del yacimiento para ser usado en los softwares de diseño NETool y QuikLook.
- Realizar una buena simulación matemática es muy importante en la etapa de diseño y rendimiento de la completación a bajar. Por tanto una buena evaluación de diagnóstico mediante una herramienta analítica y numérica similar a la presentada en este documento es esencial para garantizar el cumplimiento exitoso del diseño y comprensión total del sistema. Cuando se puede predecir la producción de un pozo en un campo y hacer coincidir con la producción real, es ahí cuando se logra confianza en el modelo.
- Se debe tener un criterio seguro de las características y datos a analizar del reservorio. De esta manera investigar los efectos a largo plazo de una completación con el sistema EquiFlow –ICDs en el reservorio y su rendimiento de la producción, incluyendo el factor de recuperación, la producción acumulada, y el tiempo de la irrupción de agua.
- Planificar la corrida de registros LWD que permitan derivar permeabilidad de ellos. Este dato es fundamental para el diseño final de una completación con ICDs. Si no se cuenta con datos de permeabilidad y su variación a lo largo del pozo horizontal cualquier distribución de elementos ICDs y Swellpacker es cuestionable y por ende los resultados en producción. En algunos casos es preferible bajar una completación convencional antes que bajar una completación costosa y mal diseñada por los desconocimientos antes señalados.

- Es estrictamente necesario colocar la completación hasta alcanzar los puntos de profundidad estudiados ya que los ICDs fueron preparados para permeabilidades específicas y de no estar en su correcta profundidad de la zona productora no trabajarán con eficiencia, teniendo un bajo rendimiento y una producción pobre del pozo.
- Posterior a la bajada de la completación se recomienda realizar un registro de producción PLT para analizar la producción de cada fluido al igual que las presiones y comparar con las predicciones arrojadas por los softwares en la etapa de diseño, lo cual es de utilidad para tomar acciones en futuros trabajos.
- Se debe investigar los costos reales para el análisis económico.



## CAPITULO VIII

---

### REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS Y WEBGRAFIA

- Evers, R., Young, D., Vargus, G., and Solhaug, K. 2008. Design Methodoloy for Swellable Elastomer Packers in Fracturing Operations. Paper SPE 116256 presented at the 2008 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, 21–24 September.
- Yakeley, S., Foster, T., and Laflin, W. 2007. Swellable Packers for Well Fracturing and Stimulation. Paper SPE 110621 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, California, 11–14 November.
- Antonio, Luiz; Martinez, German; and Barrios, Oscar: “Swellable-Packer Technology Eliminates Problems in Difficult Zonal Isolation in Tight-Gas Reservoir Completion,” paper SPE 108720 presented at the 2007 International Oil conference and Exhibition in Veracruz, Mexico 28-30 2007.
- Beek, W.J.; Mutzall, K. M. K.; van Heuven, J. W.: Transport Phenomena, John Wiley and Sons, Ltd., 2nd edition, 1999.
- Cantu, J., Smith, P., Nida, R.: “Expandable Liner Hanger Application in Arduous Well Conditions Improves Reliability: A Case History” SPE 88510 presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia, 18–20 Oct 2004.
- Freyer, R.: “Run-and-Forget Completions for Optimal Inflow in Heavy Oil”, paper SPE 97336, Presented at the SPE/PS-CIM/CHOA International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, 1-3 November, Calgary, Alberta, Canada. 2005.
- Hembling, Drew; Salamy, Salam; Qatani, Abdullah,; Carter, Neale; Jacob, Suresh: “Swell Packers: Enabling Openhole Intelligent and Multilateral Well Completions for Enhanced Oil Recovery”, paper SPE 100824, Presented at the

IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition, 13-15 November, Bangkok, Thailand, 2006.

- Kleverlaan, Martijn, van Noort, Roger H., Jones, Ian: ‘Deployment of Swelling Elastomer Packers in Shell E&P,’ paper SPE 92346, Presented at the SPE/IADC Drilling Conference, 23-25 February, Amsterdam, Netherlands, 2005.
- Morrison, W., Sanders, T., Leuranguer, C.: “Solid Expandable Tubulars Slim Well Design and Isolate Zones for Brownfield Redevelopment in Oman”, paper SPE 97426, Presented at the SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition, 12-14 September, Dubai, United Arab Emirates, 2005.
- Murphy, D. Davidson I., Kennedy, R., Busaidi, R., Wind, J., Mykytiw, C., Arsenault, L.: “Applications of Underbalanced Drilling Reservoir Characterization for Water Shut Off in a Fractured Carbonate Reservoir - A Project Overview”, paper SPE 93695, presented at the SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Mar 12 - 15, 2005, Kingdom of Bahrain, 2005.
- Smith, P, Williford, J: Case Histories: Liner-Completion Difficulties Resolved With Expandable Liner-Top Technology paper 2006-103 presented at the Petroleum Society’s 7th Canadian International Petroleum Conference (57th Annual Technical Meeting), Calgary, Alberta, Canada, June 13 – 15, 2006.
- Triolo, M.T., Davis, E.R , Buck, B.R., Freyer, R., Smith L.: “Innovative Completion Technology Enhances Production Assurance in Alaskan North Slope Viscous-Oil Developments”, paper SPE 97928, presented at the SPE/PS-CIM/CHOA International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, 1-3 November, Calgary, Alberta, Canada, 2006.
- Evers, R., Young, D., Vargus, G., and Solhaug, K. 2008. Design Methodology for Swellable Elastomer Packers in Fracturing Operations. Paper SPE 116256 presented at the 2008 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, 21–24 September.
- Yakeley, S., Foster, T., and Laflin, W. 2007. Swellable Packers for Well Fracturing and Stimulation. Paper SPE 110621 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, California, 11–14 November.
- Bradely, Howard, “Petroleum Engineering Handbook”, Editor in Chief, First Printing, TX, USA.

- Brown, Kermit, “The technology of artificial lift methods”, Penwell Bock Publishing, Volumen 4.
- “Clases de la Prof. Lizbeth Miranda”, Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingeniería- Escuela de Petróleo, 2008.
- CRAFT B.C y HAWKINS M.F. Ingeniería aplicada de yacimientos
- HALLIBURTON. Reservoir testing studio. Produced by Halliburton Marketing communications. Houston, USA. 2010
- Ñacato Paúl, Quispe Alex; “Análisis técnico – económico para incrementar la producción de petróleo mediante la revaluación de pozos cerrados en el campo Shushufindi para su reapertura”, Universidad Central del Ecuador, Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental, Escuela de Petróleos, enero 2010.
- SABET Mohamed. A. Well test analysis. Gulf Publishing Company. Houston, USA. 2003

### **WEBGRAFÍA**

- <http://www.halliburton.com/>

## CAPITULO IX

### APENDICES Y ANEXOS

#### *APENDICE N° 9.1 CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES*

ACTIVIDADES	2011																			
	Diciembre				Enero				Febrero				Marzo				Abril			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
<b>CAPITULO I</b>																				
Planteamiento del Problema																				
<b>CAPITULO II</b>																				
Marco Teórico																				
<b>CAPITULO III</b>																				
Diseño Metodológico																				
TUTORIA																				
<b>CAPITULO IV</b>																				
Análisis e Interpretación de Datos																				
<b>CAPITULO V</b>																				
Conclusiones y Recomendaciones																				
<b>CAPITULO VI</b>																				
Referencias Bibliográficas																				
<b>CAPITULO VII</b>																				
Apéndices y Anexos																				
Entrega del Primer Borrador																				
Entrega de Informe Final																				

## ***APÉNDICE N° 9.2 PRESUPUESTO***

<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>VALOR (USD)</b>
1. Derechos del Tutor y Miembros del tribunal	500
2. Empastados de los libros	60
3. Impresiones	350
4. Internet	100
5. Costos de movilización	300
6. Copias	60
7. Cd	20
8. Digitador	80
9. Anillados	20
10. Suministros	80
11. Varios	100
	1670

El presupuesto tentativo para la realización del presente trabajo es de **\$ 1670 USD**.  
(Sujeto a modificaciones).

**ANEXO N° 9.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO A-C21H**

PRODUCCION DEL POZO C21H - M1C						
Fecha	Yacimiento/Campo	Oil SUM	Water SUM	Gas SUM	Fluid	WCUT%
28-Nov-09	"A"	1775	776	249	2551	0.30
29-Nov-09	"A"	2203	155	323	2358	0.07
30-Nov-09	"A"	222	156	317	378	0.41
01-DEC-2009	"A"	2221	156	321	2377	0.07
02-DEC-2009	"A"	2255	160	324	2415	0.07
03-DEC-2009	"A"	2262	159	332	2421	0.07
04-DEC-2009	"A"	2192	155	319	2347	0.07
05-DEC-2009	"A"	2209	156	349	2365	0.07
06-DEC-2009	"A"	2199	157	367	2356	0.07
07-DEC-2009	"A"	2233	54	379	2287	0.02
08-DEC-2009	"A"	2239	54	341	2293	0.02
09-DEC-2009	"A"	2258	54	344	2312	0.02
10-DEC-2009	"A"	2245	54	322	2299	0.02
11-DEC-2009	"A"	2261	54	332	2315	0.02
13-DEC-2009	"A"	2275	202	318	2477	0.08
14-DEC-2009	"A"	2257	200	329	2457	0.08
15-DEC-2009	"A"	2237	258	324	2495	0.10
16-DEC-2009	"A"	2192	366	316	2558	0.14
17-DEC-2009	"A"	2187	367	317	2554	0.14
18-DEC-2009	"A"	2075	494	312	2569	0.19
19-DEC-2009	"A"	2087	497	300	2584	0.19
20-DEC-2009	"A"	2075	494	293	2569	0.19
21-DEC-2009	"A"	2095	504	296	2599	0.19
22-DEC-2009	"A"	2074	491	276	2565	0.19
23-DEC-2009	"A"	2108	497	290	2605	0.19
24-DEC-2009	"A"	1983	649	263	2632	0.25
25-DEC-2009	"A"	2008	655	240	2663	0.25
26-DEC-2009	"A"	1985	649	266	2634	0.25
27-DEC-2009	"A"	1987	650	280	2637	0.25
28-DEC-2009	"A"	1988	646	288	2634	0.25
29-DEC-2009	"A"	1982	646	295	2628	0.25
30-DEC-2009	"A"	1966	643	307	2609	0.25
31-DEC-2009	"A"	1981	645	291	2626	0.25
01-JAN-2010	"A"	1779	966	286	2745	0.35
02-JAN-2010	"A"	1752	962	274	2714	0.35
03-JAN-2010	"A"	1727	949	268	2676	0.35
04-JAN-2010	"A"	1745	931	263	2676	0.35
05-JAN-2010	"A"	1655	1034	239	2689	0.38

06-JAN-2010	"A"	1653	1022	232	2675	0.38
07-JAN-2010	"A"	1653	1017	233	2670	0.38
08-JAN-2010	"A"	1642	1013	234	2655	0.38
10-JAN-2010	"A"	1623	1005	216	2628	0.38
11-JAN-2010	"A"	1618	1007	210	2625	0.38
13-JAN-2010	"A"	1629	998	247	2627	0.38
14-JAN-2010	"A"	1488	963	215	2451	0.39
15-JAN-2010	"A"	1519	960	239	2479	0.39
16-JAN-2010	"A"	1579	997	222	2576	0.39
17-JAN-2010	"A"	1549	1005	229	2554	0.39
18-JAN-2010	"A"	1427	900	214	2327	0.39
19-JAN-2010	"A"	1434	910	197	2344	0.39
20-JAN-2010	"A"	1528	660	230	2188	0.30
21-JAN-2010	"A"	1517	667	236	2184	0.31
22-JAN-2010	"A"	1369	932	212	2301	0.41
23-JAN-2010	"A"	1373	930	210	2303	0.40
24-JAN-2010	"A"	1369	934	222	2303	0.41
25-JAN-2010	"A"	1298	968	208	2266	0.43
26-JAN-2010	"A"	1304	970	185	2274	0.43
27-JAN-2010	"A"	1301	967	204	2268	0.43
29-JAN-2010	"A"	1332	1198	201	2530	0.47
30-JAN-2010	"A"	1138	1417	169	2555	0.55
1-Feb-10	"A"	1268	1091	176	2359	0.46
2-Feb-10	"A"	606	751	83	1357	0.55
4-Feb-10	"A"	1064	1317	149	2381	0.55
5-Feb-10	"A"	1259	1569	187	2828	0.55
8-Feb-10	"A"	1233	1535	173	2768	0.55
11-Feb-10	"A"	1243	1529	178	2772	0.55
12-Feb-10	"A"	124	153	182	277	0.55
13-Feb-10	"A"	1232	1523	199	2755	0.55
14-Feb-10	"A"	1244	1523	196	2767	0.55
16-Feb-10	"A"	1254	1543	160	2797	0.55
17-Feb-10	"A"	1249	1533	171	2782	0.55
18-Feb-10	"A"	1242	1531	165	2773	0.55
19-Feb-10	"A"	1237	1534	166	2771	0.55
20-Feb-10	"A"	1224	1522	170	2746	0.55
21-Feb-10	"A"	1112	1685	159	2797	0.60
23-Feb-10	"A"	1113	1663	161	2776	0.60
24-Feb-10	"A"	1121	1671	160	2792	0.60
26-Feb-10	"A"	1028	1825	147	2853	0.64
27-Feb-10	"A"	1075	1899	156	2974	0.64
28-Feb-10	"A"	1076	1881	150	2957	0.64
1-Mar-10	"A"	842	1479	121	2321	0.64

3-Mar-10	"A"	1057	1892	146	2949	0.64
4-Mar-10	"A"	1049	1865	150	2914	0.64
5-Mar-10	"A"	1012	1944	130	2956	0.66
6-Mar-10	"A"	1012	1965	128	2977	0.66
8-Mar-10	"A"	1333	2592	159	3925	0.66
9-Mar-10	"A"	1302	2531	152	3833	0.66
10-Mar-10	"A"	1303	2567	141	3870	0.66
12-Mar-10	"A"	1238	2442	160	3680	0.66
13-Mar-10	"A"	1238	2443	132	3681	0.66
14-Mar-10	"A"	1133	2825	111	3958	0.71
17-Mar-10	"A"	1052	2783	118	3835	0.73
18-Mar-10	"A"	1048	2783	133	3831	0.73
19-Mar-10	"A"	1231	3264	152	4495	0.73
20-Mar-10	"A"	1234	3292	160	4526	0.73
21-Mar-10	"A"	1221	3276	178	4497	0.73
22-Mar-10	"A"	1226	3257	174	4483	0.73
23-Mar-10	"A"	1229	3233	185	4462	0.72
24-Mar-10	"A"	1245	3233	190	4478	0.72
26-Mar-10	"A"	1244	3252	180	4496	0.72
27-Mar-10	"A"	1257	3283	187	4540	0.72
28-Mar-10	"A"	1252	3294	190	4546	0.72
29-Mar-10	"A"	1251	3265	188	4516	0.72
30-Mar-10	"A"	1328	3492	199	4820	0.72
31-Mar-10	"A"	1329	3505	207	4834	0.73
01-APR-2010	"A"	1335	3495	201	4830	0.72
03-APR-2010	"A"	1328	3541	192	4869	0.73
04-APR-2010	"A"	1331	3491	197	4822	0.72
05-APR-2010	"A"	1321	3474	199	4795	0.72
06-APR-2010	"A"	1337	3557	199	4894	0.73
07-APR-2010	"A"	1331	3555	193	4886	0.73
10-APR-2010	"A"	1328	3567	197	4895	0.73
11-APR-2010	"A"	1332	3581	191	4913	0.73
12-APR-2010	"A"	1342	3593	196	4935	0.73
13-APR-2010	"A"	1339	3608	191	4947	0.73
14-APR-2010	"A"	1074	3958	154	5032	0.79
17-APR-2010	"A"	1198	4407	183	5605	0.79
19-APR-2010	"A"	1207	4362	183	5569	0.78
20-APR-2010	"A"	1293	4668	198	5961	0.78
21-APR-2010	"A"	1289	4693	174	5982	0.78
22-APR-2010	"A"	1296	4684	176	5980	0.78
23-APR-2010	"A"	1293	4661	181	5954	0.78
25-APR-2010	"A"	1081	4727	168	5808	0.81
26-APR-2010	"A"	1079	4723	169	5802	0.81



27-APR-2010	"A"	1081	4756	174	5837	0.81
28-APR-2010	"A"	1086	4777	166	5863	0.81
29-APR-2010	"A"	1084	4699	176	5783	0.81
30-APR-2010	"A"	1041	4509	158	5550	0.81
1-May-10	"A"	1088	4715	168	5803	0.81
3-May-10	"A"	1093	4688	174	5781	0.81
4-May-10	"A"	1099	4752	172	5851	0.81
5-May-10	"A"	1102	4719	174	5821	0.81
7-May-10	"A"	1101	4733	177	5834	0.81
8-May-10	"A"	1104	4748	172	5852	0.81
9-May-10	"A"	1079	4712	180	5791	0.81
11-May-10	"A"	1065	4751	167	5816	0.82
13-May-10	"A"	1064	4735	166	5799	0.82
15-May-10	"A"	1063	4762	149	5825	0.82
16-May-10	"A"	1064	4733	166	5797	0.82
17-May-10	"A"	1111	4908	172	6019	0.82
18-May-10	"A"	1109	4864	175	5973	0.81
19-May-10	"A"	1095	4893	176	5988	0.82
20-May-10	"A"	1102	4881	171	5983	0.82
21-May-10	"A"	1097	4909	157	6006	0.82
23-May-10	"A"	1098	4896	155	5994	0.82
24-May-10	"A"	1092	4891	158	5983	0.82
25-May-10	"A"	1109	4978	166	6087	0.82
27-May-10	"A"	1105	4988	172	6093	0.82
29-May-10	"A"	1098	4953	171	6051	0.82
30-May-10	"A"	1101	4963	173	6064	0.82
1-Jun-10	"A"	1099	4977	166	6076	0.82
2-Jun-10	"A"	1102	4962	142	6064	0.82
3-Jun-10	"A"	1108	4965	159	6073	0.82
4-Jun-10	"A"	1099	4695	161	5794	0.81
5-Jun-10	"A"	1102	5006	163	6108	0.82
6-Jun-10	"A"	1105	4968	166	6073	0.82
7-Jun-10	"A"	1054	4845	173	5899	0.82
8-Jun-10	"A"	1086	4883	160	5969	0.82
9-Jun-10	"A"	1087	4962	163	6049	0.82
10-Jun-10	"A"	1095	5024	164	6119	0.82
11-Jun-10	"A"	1118	5092	170	6210	0.82
12-Jun-10	"A"	1115	5039	167	6154	0.82
13-Jun-10	"A"	1012	5248	155	6260	0.84
14-Jun-10	"A"	1009	5228	157	6237	0.84
15-Jun-10	"A"	1007	5162	144	6169	0.84
16-Jun-10	"A"	834	5428	120	6262	0.87
17-Jun-10	"A"	843	5465	126	6308	0.87

18-Jun-10	"A"	697	4666	105	5363	0.87
19-Jun-10	"A"	882	5506	130	6388	0.86
20-Jun-10	"A"	854	5504	132	6358	0.87
21-Jun-10	"A"	855	5455	129	6310	0.86
22-Jun-10	"A"	873	5437	124	6310	0.86
23-Jun-10	"A"	892	5427	130	6319	0.86
24-Jun-10	"A"	901	5448	114	6349	0.86
25-Jun-10	"A"	893	5441	129	6334	0.86
26-Jun-10	"A"	890	5428	132	6318	0.86
27-Jun-10	"A"	909	5456	121	6365	0.86
28-Jun-10	"A"	881	5319	138	6200	0.86
29-Jun-10	"A"	868	5464	132	6332	0.86
30-Jun-10	"A"	881	5422	131	6303	0.86
1-Jul-10	"A"	872	5441	126	6313	0.86
2-Jul-10	"A"	871	5507	114	6378	0.86
3-Jul-10	"A"	888	5461	133	6349	0.86
4-Jul-10	"A"	888	5506	136	6394	0.86
5-Jul-10	"A"	881	5472	137	6353	0.86
6-Jul-10	"A"	881	5464	137	6345	0.86
7-Jul-10	"A"	883	5454	137	6337	0.86
8-Jul-10	"A"	878	5407	125	6285	0.86
10-Jul-10	"A"	876	5459	125	6335	0.86
11-Jul-10	"A"	877	5427	131	6304	0.86
13-Jul-10	"A"	883	5485	129	6368	0.86
14-Jul-10	"A"	881	5468	129	6349	0.86
15-Jul-10	"A"	875	5473	114	6348	0.86
16-Jul-10	"A"	888	5467	118	6355	0.86
17-Jul-10	"A"	908	5683	122	6591	0.86
19-Jul-10	"A"	904	5678	132	6582	0.86
21-Jul-10	"A"	888	5584	135	6472	0.86
22-Jul-10	"A"	890	5594	138	6484	0.86
23-Jul-10	"A"	895	5608	135	6503	0.86
24-Jul-10	"A"	898	5629	134	6527	0.86
25-Jul-10	"A"	897	5592	134	6489	0.86
26-Jul-10	"A"	829	6541	124	7370	0.89
27-Jul-10	"A"	839	6629	124	7468	0.89
28-Jul-10	"A"	832	6651	122	7483	0.89
29-Jul-10	"A"	842	6627	124	7469	0.89
30-Jul-10	"A"	833	6626	126	7459	0.89
31-Jul-10	"A"	826	6638	125	7464	0.89
02-AUG-2010	"A"	833	6375	98	7208	0.88
03-AUG-2010	"A"	834	6577	122	7411	0.89
04-AUG-2010	"A"	832	6629	124	7461	0.89

05-AUG-2010	"A"	833	6645	124	7478	0.89
06-AUG-2010	"A"	828	6586	123	7414	0.89
07-AUG-2010	"A"	831	6598	124	7429	0.89
08-AUG-2010	"A"	833	6599	127	7432	0.89
09-AUG-2010	"A"	836	6584	124	7420	0.89
10-AUG-2010	"A"	832	6603	116	7435	0.89
11-AUG-2010	"A"	821	6603	123	7424	0.89
12-AUG-2010	"A"	825	6589	124	7414	0.89
13-AUG-2010	"A"	807	6621	124	7428	0.89
14-AUG-2010	"A"	812	6603	122	7415	0.89
15-AUG-2010	"A"	714	7103	112	7817	0.91
16-AUG-2010	"A"	715	7098	100	7813	0.91
17-AUG-2010	"A"	712	7125	108	7837	0.91
18-AUG-2010	"A"	715	7108	111	7823	0.91
19-AUG-2010	"A"	715	7082	111	7797	0.91
21-AUG-2010	"A"	710	7093	108	7803	0.91
22-AUG-2010	"A"	720	7081	109	7801	0.91
23-AUG-2010	"A"	723	7164	115	7887	0.91
24-AUG-2010	"A"	730	7232	114	7962	0.91
25-AUG-2010	"A"	723	7172	114	7895	0.91
27-AUG-2010	"A"	719	7178	100	7897	0.91
29-AUG-2010	"A"	726	7266	115	7992	0.91
30-AUG-2010	"A"	747	7342	119	8089	0.91
31-AUG-2010	"A"	742	7282	114	8024	0.91
1-Sep-10	"A"	766	7491	111	8257	0.91
2-Sep-10	"A"	769	7473	116	8242	0.91
4-Sep-10	"A"	770	7459	118	8229	0.91
5-Sep-10	"A"	777	7516	123	8293	0.91
6-Sep-10	"A"	783	7447	124	8230	0.90
7-Sep-10	"A"	787	7445	121	8232	0.90
8-Sep-10	"A"	785	7482	124	8267	0.91
9-Sep-10	"A"	692	7798	108	8490	0.92
10-Sep-10	"A"	696	7822	109	8518	0.92
11-Sep-10	"A"	694	7807	105	8501	0.92
12-Sep-10	"A"	689	7812	107	8501	0.92
13-Sep-10	"A"	703	7941	112	8644	0.92
14-Sep-10	"A"	704	7948	112	8652	0.92
16-Sep-10	"A"	702	7964	103	8666	0.92
17-Sep-10	"A"	705	7948	108	8653	0.92
18-Sep-10	"A"	698	7945	108	8643	0.92
19-Sep-10	"A"	726	8001	111	8727	0.92
20-Sep-10	"A"	714	8049	113	8763	0.92
25-Sep-10	"A"	727	8259	119	8986	0.92

26-Sep-10	"A"	735	8359	99	9094	0.92
27-Sep-10	"A"	732	8277	116	9009	0.92
28-Sep-10	"A"	727	8196	115	8923	0.92
30-Sep-10	"A"	746	8595	121	9341	0.92
1-Oct-10	"A"	746	8656	105	9402	0.92
2-Oct-10	"A"	750	8597	122	9347	0.92
3-Oct-10	"A"	742	8684	120	9426	0.92
4-Oct-10	"A"	766	8616	111	9382	0.92
5-Oct-10	"A"	762	8622	124	9384	0.92
6-Oct-10	"A"	762.2	8643.3		9405	91.896
7-Oct-10	"A"	769.1	8791.3		9560	91.955
8-Oct-10	"A"	758	8717		9475	92
9-Oct-10	"A"	762.2	8674.1		9436	91.923
10-Oct-10	"A"	765.7	8766.6		9532	91.967
11-Oct-10	"A"	771.5	8740.5		9512	91.889
12-Oct-10	"A"	772.4	8717.9		9490	91.861
13-Oct-10	"A"	773.8	8725.6		9499	91.854
14-Oct-10	"A"	777.7	8721		9499	91.813
15-Oct-10	"A"	786.5	8912		9698	91.891
16-Oct-10	"A"	788.9	8887.9		9677	91.848
17-Oct-10	"A"	786.3	8853.9		9640	91.844
18-Oct-10	"A"	789.4	8852.6		9642	91.813
19-Oct-10	"A"	784.9	8848.1		9633	91.852
20-Oct-10	"A"	787.9	8887.4		9675	91.857
21-Oct-10	"A"	774.1	8868.9		9643	91.972
22-Oct-10	"A"	785.4	8850.6		9636	91.849
23-Oct-10	"A"	779	8840.7		9620	91.902
24-Oct-10	"A"	784.1	8868.5		9653	91.876
25-Oct-10	"A"	777	8875.2		9652	91.95
26-Oct-10	"A"	771.7	8897.8		9670	92.019
27-Oct-10	"A"	774.5	8869.1		9644	91.968
28-Oct-10	"A"	783.1	8899.8		9683	91.913
29-Oct-10	"A"	778.9	8867.8		9647	91.926
30-Oct-10	"A"	788.5	8978.4		9767	91.927
31-Oct-10	"A"	790.4	9049.4		9840	91.967
1-Nov-10	"A"	793.3	8989.7		9783	91.891
2-Nov-10	"A"	782.9	8984.7		9768	91.985
3-Nov-10	"A"	792.5	8970		9763	91.882
4-Nov-10	"A"	793.7	8957.2		9751	91.861
5-Nov-10	"A"	784.1	8960.2		9744	91.954
6-Nov-10	"A"	796.7	8973.6		9770	91.846
7-Nov-10	"A"	798	8866.6		9665	91.743
8-Nov-10	"A"	791.9	8953.8		9746	91.874

9-Nov-10	"A"	787.1	8993.4		9780	91.953
10-Nov-10	"A"	788.1	8955.2		9743	91.911
11-Nov-10	"A"	745.4	8640.7		9386	92.059
12-Nov-10	"A"	789.3	9067.2		9856	91.992
13-Nov-10	"A"	786.3	9031.7		9818	91.991
14-Nov-10	"A"	784.9	9090.8		9876	92.052
15-Nov-10	"A"	779.6	9103.6		9883	92.112
16-Nov-10	"A"	712.9	8693.4		9406	92.421
17-Nov-10	"A"	652	9488.7		10141	93.57
18-Nov-10	"A"	648.3	9458		10106	93.585
19-Nov-10	"A"	646.8	9449.4		10096	93.593
20-Nov-10	"A"	656.3	9541.6		10198	93.564
21-Nov-10	"A"	655.6	9297		9953	93.413
22-Nov-10	"A"	583	8422.6		9006	93.526
23-Nov-10	"A"	651.4	9390		10041	93.512
24-Nov-10	"A"	652.7	9387		10040	93.499
25-Nov-10	"A"	653.8	9456.6		10110	93.533
26-Nov-10	"A"	664.9	9464.3		10129	93.436
27-Nov-10	"A"	671.1	9491.7		10163	93.396
28-Nov-10	"A"	680.2	8701.2		9381	92.749
29-Nov-10	"A"	676.6	9423.8		10100	93.301
30-Nov-10	"A"	687.5	9367.4		10055	93.163
1-Dec-10	"A"	679.8	9380.8		10061	93.243
2-Dec-10	"A"	679.1	9372.5		10052	93.244
3-Dec-10	"A"	674.2	9351		10025	93.275
4-Dec-10	"A"	680	9411.9		10092	93.262
5-Dec-10	"A"	682.9	9590.5		10273	93.353
6-Dec-10	"A"	684.5	9253.3		9938	93.112
7-Dec-10	"A"	682.5	9495.5		10178	93.294
8-Dec-10	"A"	666.4	9378.9		10045	93.366
9-Dec-10	"A"	666.6	9353.4		10020	93.348
10-Dec-10	"A"	665.1	9377.6		10043	93.377
11-Dec-10	"A"	666.4	9346.3		10013	93.344
12-Dec-10	"A"	666	9303.3		9969	93.319
13-Dec-10	"A"	664.7	9351.9		10017	93.364
14-Dec-10	"A"	675.9	9455.3		10131	93.329
15-Dec-10	"A"	679.8	9503.1		10183	93.324
16-Dec-10	"A"	682	9503.6		10186	93.304
17-Dec-10	"A"	637.2	9275.1		9912	93.572
18-Dec-10	"A"	0	0		0	0
19-Dec-10	"A"	456.5	6135.5		6592	93.074
20-Dec-10	"A"	688.1	9667.4		10355	93.355
21-Dec-10	"A"	686.5	9604		10291	93.328

22-Dec-10	"A"	684.6	9594.7		10279	93.34
23-Dec-10	"A"	692.3	9555		10247	93.244
24-Dec-10	"A"	686.5	9524.3		10211	93.277
25-Dec-10	"A"	684.3	9535		10219	93.304
26-Dec-10	"A"	700.5	9532.5		10233	93.155
27-Dec-10	"A"	688.8	9633.8		10323	93.327
28-Dec-10	"A"	681.2	9560.1		10241	93.348
29-Dec-10	"A"	674.5	9487		10162	93.362
30-Dec-10	"A"	679.8	9523.8		10204	93.338
31-Dec-10	"A"	685.9	9558.8		10245	93.305
1-Jan-11	"A"	682.3	9554.3		10237	93.335
2-Jan-11	"A"	700.4	9605		10305	93.203
3-Jan-11	"A"	692	9729.4		10421	93.36
4-Jan-11	"A"	690.9	9762.7		10454	93.39
5-Jan-11	"A"	690.8	9608.4		10299	93.293
6-Jan-11	"A"	676.6	9304.8		9981	93.222
7-Jan-11	"A"	681.5	9338		10020	93.198
8-Jan-11	"A"	685.8	9371.4		10057	93.181
9-Jan-11	"A"	684.3	9411.6		10096	93.222
10-Jan-11	"A"	683.4	9453.8		10137	93.258
11-Jan-11	"A"	694.4	9591.6		10286	93.249
12-Jan-11	"A"	700.9	9572		10273	93.177
13-Jan-11	"A"	697.1	9558.9		10256	93.203
14-Jan-11	"A"	708.8	9626.5		10335	93.142
15-Jan-11	"A"	717.2	9592		10309	93.043
16-Jan-11	"A"	732.1	9836.9		10569	93.073
17-Jan-11	"A"	710.5	9810.8		10521	93.247
18-Jan-11	"A"	712.2	9796.1		10508	93.223
19-Jan-11	"A"	723.2	9801.3		10525	93.128
20-Jan-11	"A"	722.7	9781.9		10505	93.12
21-Jan-11	"A"	728.4	9744.2		10473	93.044
22-Jan-11	"A"	740.9	9281.7		10023	92.607
23-Jan-11	"A"	724.6	9449.4		10174	92.878
24-Jan-11	"A"	722.8	9621.6		10344	93.013
25-Jan-11	"A"	722.6	9546.4		10269	92.963
26-Jan-11	"A"	726.9	9650.2		10377	92.995
27-Jan-11	"A"	725.9	9744.1		10470	93.067
28-Jan-11	"A"	727	9639.4		10366	92.987
29-Jan-11	"A"	731.4	9646.9		10378	92.953
30-Jan-11	"A"	710.4	9685.5		10396	93.167
31-Jan-11	"A"	657.7	9029		9687	93.211
1-Feb-11	"A"	706.9	9714.5		10421	93.217
2-Feb-11	"A"	722	9683.2		10405	93.061

3-Feb-11	"A"	722	9675		10397	93.056
4-Feb-11	"A"	730.1	9698.4		10429	92.999
5-Feb-11	"A"	716.7	9701.8		10418	93.121
6-Feb-11	"A"	715.3	9649.1		10364	93.099
7-Feb-11	"A"	708.5	9687.5		10396	93.185
8-Feb-11	"A"	707.6	9711.2		10419	93.208
9-Feb-11	"A"	712.3	9514.9		10227	93.035
10-Feb-11	"A"	711.7	9821.1		10533	93.243
11-Feb-11	"A"	723.4	9747.2		10471	93.091
12-Feb-11	"A"	720	9700.9		10421	93.091
13-Feb-11	"A"	722.2	9809		10531	93.143
14-Feb-11	"A"	721	9781.1		10502	93.135
15-Feb-11	"A"	716.5	9719.8		10436	93.134
16-Feb-11	"A"	722.5	9782.4		10505	93.122
17-Feb-11	"A"	721.6	9700.6		10422	93.076
18-Feb-11	"A"	724.1	9688		10412	93.046
19-Feb-11	"A"	717.9	9673.6		10391	93.092
20-Feb-11	"A"	721.9	9679.7		10402	93.06
21-Feb-11	"A"	727.7	9733.2		10461	93.044
22-Feb-11	"A"	732.3	9718.8		10451	92.993
23-Feb-11	"A"	721.6	9662.5		10384	93.051
24-Feb-11	"A"	723.5	9672.5		10396	93.04
25-Feb-11	"A"	713.7	9694.9		10409	93.143
26-Feb-11	"A"	717.3	9658		10375	93.086
27-Feb-11	"A"	716.3	9658.3		10375	93.095
28-Feb-11	"A"	727.9	9770.1		10498	93.066
1-Mar-11	"A"	675.9	9215.2		9891	93.166
2-Mar-11	"A"	411.4	5532.5		5944	93.078
3-Mar-11	"A"	725.7	9756.2		10482	93.077
4-Mar-11	"A"	723.9	9777.7		10502	93.107
5-Mar-11	"A"	735.1	9795		10530	93.019
6-Mar-11	"A"	723.6	9652.7		10376	93.027
7-Mar-11	"A"	713.7	9666.1		10380	93.124
8-Mar-11	"A"	709	9712.1		10421	93.196
9-Mar-11	"A"	706.2	9617.1		10323	93.159
10-Mar-11	"A"	702	9554		10256	93.155
11-Mar-11	"A"	701.7	9505.6		10207	93.125
12-Mar-11	"A"	700.1	9579.7		10280	93.19
13-Mar-11	"A"	704.6	9611.5		10316	93.17
14-Mar-11	"A"	704.8	9620.1		10325	93.174
15-Mar-11	"A"	713.8	9753		10467	93.181
16-Mar-11	"A"	711.7	9757		10469	93.202
17-Mar-11	"A"	711.3	9738.2		10449	93.193

18-Mar-11	"A"	712.1	9773.3		10485	93.208
19-Mar-11	"A"	719.5	9740.1		10460	93.122
20-Mar-11	"A"	715	9691.3		10406	93.129
21-Mar-11	"A"	716.7	9608.8		10326	93.059
22-Mar-11	"A"	709.4	9609		10318	93.125
23-Mar-11	"A"	710.4	9642.9		10353	93.138
24-Mar-11	"A"	712	9667.5		10380	93.14
25-Mar-11	"A"	710.4	9692.9		10403	93.171
26-Mar-11	"A"	709.7	9655.7		10365	93.153
27-Mar-11	"A"	713.7	9136.1		9850	92.754
28-Mar-11	"A"	706.3	9706.3		10413	93.217



**ANEXO N° 9.2 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO A-C22H**

<b>PRODUCCION DEL POZO C22H - M1C</b>						
<b>Fecha</b>	<b>Yacimiento/Campo</b>	<b>Oil SUM</b>	<b>Water SUM</b>	<b>Gas SUM</b>	<b>Fluid</b>	<b>WCUT%</b>
10-JAN-2010	"A"	610	1163	81	1773	0.66
11-JAN-2010	"A"	1264	294	164	1558	0.19
12-JAN-2010	"A"	1363	200	170	1563	0.13
13-JAN-2010	"A"	1362	199	206	1561	0.13
14-JAN-2010	"A"	1389	214	200	1603	0.13
15-JAN-2010	"A"	1413	213	222	1626	0.13
16-JAN-2010	"A"	1432	216	201	1648	0.13
17-JAN-2010	"A"	1362	427	201	1789	0.24
18-JAN-2010	"A"	1313	401	197	1714	0.23
19-JAN-2010	"A"	1132	693	155	1825	0.38
20-JAN-2010	"A"	957	927	144	1884	0.49
21-JAN-2010	"A"	1015	762	158	1777	0.43
22-JAN-2010	"A"	907	971	141	1878	0.52
23-JAN-2010	"A"	862	917	132	1779	0.52
24-JAN-2010	"A"	682	863	111	1545	0.56
25-JAN-2010	"A"	749	941	120	1690	0.56
26-JAN-2010	"A"	726	911	103	1637	0.56
27-JAN-2010	"A"	804	1007	126	1811	0.56
28-JAN-2010	"A"	813	1024	126	1837	0.56
29-JAN-2010	"A"	736	1061	111	1797	0.59
30-JAN-2010	"A"	801	1457	119	2258	0.65
31-JAN-2010	"A"	613	1812	86	2425	0.75
1-Feb-10	"A"	573	1141	80	1714	0.67
2-Feb-10	"A"	567	1137	78	1704	0.67
3-Feb-10	"A"	527	1506	77	2033	0.74
5-Feb-10	"A"	532	1533	79	2065	0.74
7-Feb-10	"A"	570	1641	77	2211	0.74
8-Feb-10	"A"	570	1645	80	2215	0.74
10-Feb-10	"A"	578	1618	101	2196	0.74
11-Feb-10	"A"	575	1638	82	2213	0.74
12-Feb-10	"A"	574	1639	84	2213	0.74
13-Feb-10	"A"	470	1926	76	2396	0.80
14-Feb-10	"A"	475	1925	75	2400	0.80
15-Feb-10	"A"	477	1937	74	2414	0.80
16-Feb-10	"A"	464	1892	59	2356	0.80
18-Feb-10	"A"	460	1877	61	2337	0.80
19-Feb-10	"A"	461	1887	62	2348	0.80
20-Feb-10	"A"	196	2245	27	2441	0.92
21-Feb-10	"A"	48	565	7	613	0.92
23-Feb-10	"A"	246	2177	36	2423	0.90

24-Feb-10	"A"	297	2626	42	2923	0.90
25-Feb-10	"A"	302	2641	44	2943	0.90
26-Feb-10	"A"	332	2188	47	2520	0.87
27-Feb-10	"A"	333	2187	48	2520	0.87
28-Feb-10	"A"	333	2167	47	2500	0.87
1-Mar-10	"A"	261	1704	37	1965	0.87
2-Mar-10	"A"	332	2198	47	2530	0.87
3-Mar-10	"A"	334	2224	46	2558	0.87
4-Mar-10	"A"	417	2759	59	3176	0.87
5-Mar-10	"A"	495	3266	63	3761	0.87
6-Mar-10	"A"	552	3676	70	4228	0.87
7-Mar-10	"A"	528	3509	66	4037	0.87
8-Mar-10	"A"	587	3915	70	4502	0.87
9-Mar-10	"A"	702	4686	82	5388	0.87
10-Mar-10	"A"	703	4753	76	5456	0.87
11-Mar-10	"A"	669	4521	82	5190	0.87
13-Mar-10	"A"	660	4469	71	5129	0.87
14-Mar-10	"A"	657	4475	64	5132	0.87
15-Mar-10	"A"	658	4403	76	5061	0.87
18-Mar-10	"A"	662	4425	84	5087	0.87
19-Mar-10	"A"	665	4432	82	5097	0.87
20-Mar-10	"A"	555	4532	72	5087	0.89
21-Mar-10	"A"	553	4543	81	5096	0.89
22-Mar-10	"A"	541	4401	77	4942	0.89
23-Mar-10	"A"	542	4368	82	4910	0.89
24-Mar-10	"A"	549	4368	84	4917	0.89
25-Mar-10	"A"	548	4445	83	4993	0.89
26-Mar-10	"A"	549	4394	79	4943	0.89
27-Mar-10	"A"	544	4343	81	4887	0.89
28-Mar-10	"A"	541	4358	82	4899	0.89
30-Mar-10	"A"	381	4342	57	4723	0.92
31-Mar-10	"A"	382	4359	59	4741	0.92
01-APR-2010	"A"	384	4346	58	4730	0.92
02-APR-2010	"A"	379	4307	60	4686	0.92
03-APR-2010	"A"	382	4403	55	4785	0.92
05-APR-2010	"A"	379	4319	57	4698	0.92
06-APR-2010	"A"	371	4275	55	4646	0.92
07-APR-2010	"A"	370	4272	54	4642	0.92
08-APR-2010	"A"	369	4281	55	4650	0.92
10-APR-2010	"A"	369	4287	55	4656	0.92
11-APR-2010	"A"	348	4049	50	4397	0.92
12-APR-2010	"A"	350	4063	51	4413	0.92
13-APR-2010	"A"	350	4079	50	4429	0.92
14-APR-2010	"A"	351	4069	50	4420	0.92
15-APR-2010	"A"	351	4051	53	4402	0.92

16-APR-2010	"A"	352	4041	53	4393	0.92
17-APR-2010	"A"	351	4059	54	4410	0.92
18-APR-2010	"A"	351	4034	52	4385	0.92
19-APR-2010	"A"	354	4018	54	4372	0.92
21-APR-2010	"A"	367	4202	50	4569	0.92
22-APR-2010	"A"	369	4194	50	4563	0.92
23-APR-2010	"A"	369	4173	52	4542	0.92
24-APR-2010	"A"	221	3802	33	4023	0.95
25-APR-2010	"A"	224	3808	35	4032	0.94
26-APR-2010	"A"	223	3805	35	4028	0.94
27-APR-2010	"A"	224	3832	36	4056	0.94
28-APR-2010	"A"	225	3848	34	4073	0.94
29-APR-2010	"A"	224	3785	36	4009	0.94
30-APR-2010	"A"	225	3801	34	4026	0.94
1-May-10	"A"	226	3809	35	4035	0.94
2-May-10	"A"	228	3805	36	4033	0.94
3-May-10	"A"	227	3787	36	4014	0.94
4-May-10	"A"	228	3839	36	4067	0.94
5-May-10	"A"	229	3813	36	4042	0.94
6-May-10	"A"	228	3826	35	4054	0.94
7-May-10	"A"	228	3823	37	4051	0.94
8-May-10	"A"	229	3836	36	4065	0.94
9-May-10	"A"	224	3807	37	4031	0.94
10-May-10	"A"	226	3829	36	4055	0.94
11-May-10	"A"	227	3812	36	4039	0.94
12-May-10	"A"	227	3803	35	4030	0.94
14-May-10	"A"	331	9895	51	10226	0.97
15-May-10	"A"	324	9701	45	10025	0.97
16-May-10	"A"	328	9748	51	10076	0.97
17-May-10	"A"	331	9755	51	10086	0.97
18-May-10	"A"	330	9667	52	9997	0.97
19-May-10	"A"	326	9726	52	10052	0.97
20-May-10	"A"	328	9701	51	10029	0.97
21-May-10	"A"	327	9756	47	10083	0.97
22-May-10	"A"	327	9698	47	10025	0.97
23-May-10	"A"	327	9731	46	10058	0.97
24-May-10	"A"	325	9721	47	10046	0.97
25-May-10	"A"	326	9761	49	10087	0.97
26-May-10	"A"	327	9724	52	10051	0.97
28-May-10	"A"	214	11157	31	11371	0.98
29-May-10	"A"	212	11113	33	11325	0.98
30-May-10	"A"	212	11135	33	11347	0.98
31-May-10	"A"	212	11137	32	11349	0.98
1-Jun-10	"A"	212	11168	32	11380	0.98
2-Jun-10	"A"	213	11133	27	11346	0.98

3-Jun-10	"A"	214	11139	31	11353	0.98
4-Jun-10	"A"	212	10533	31	10745	0.98
5-Jun-10	"A"	213	11232	32	11445	0.98
6-Jun-10	"A"	213	11147	32	11360	0.98
7-Jun-10	"A"	203	10869	33	11072	0.98
8-Jun-10	"A"	210	10957	31	11167	0.98
9-Jun-10	"A"	210	11133	31	11343	0.98
10-Jun-10	"A"	211	11273	32	11484	0.98
11-Jun-10	"A"	212	11219	32	11431	0.98
12-Jun-10	"A"	211	11104	32	11315	0.98
13-Jun-10	"A"	212	11183	32	11395	0.98
14-Jun-10	"A"	211	11141	33	11352	0.98
16-Jun-10	"A"	219	11511	32	11730	0.98
17-Jun-10	"A"	221	11589	33	11810	0.98
18-Jun-10	"A"	183	9894	27	10077	0.98
19-Jun-10	"A"	231	11675	34	11906	0.98
20-Jun-10	"A"	224	11671	35	11895	0.98
21-Jun-10	"A"	227	11731	34	11958	0.98
22-Jun-10	"A"	232	11692	33	11924	0.98
23-Jun-10	"A"	234	11508	34	11742	0.98
24-Jun-10	"A"	348	11286	44	11634	0.97
25-Jun-10	"A"	346	11271	50	11617	0.97
26-Jun-10	"A"	344	11244	51	11588	0.97
27-Jun-10	"A"	352	11301	47	11653	0.97
28-Jun-10	"A"	341	11018	53	11359	0.97
30-Jun-10	"A"	341	11232	50	11573	0.97
1-Jul-10	"A"	337	11272	49	11609	0.97
2-Jul-10	"A"	332	11242	44	11574	0.97
3-Jul-10	"A"	338	11149	51	11487	0.97
5-Jul-10	"A"	336	11171	52	11507	0.97
6-Jul-10	"A"	336	11154	52	11490	0.97
7-Jul-10	"A"	336	11135	52	11471	0.97
8-Jul-10	"A"	336	11106	48	11442	0.97
9-Jul-10	"A"	337	11071	51	11408	0.97
10-Jul-10	"A"	336	11213	48	11549	0.97
11-Jul-10	"A"	336	11148	50	11484	0.97
12-Jul-10	"A"	335	11093	45	11428	0.97
13-Jul-10	"A"	335	11164	49	11499	0.97
15-Jul-10	"A"	332	11139	43	11471	0.97
16-Jul-10	"A"	346	11418	46	11764	0.97
17-Jul-10	"A"	343	11487	46	11830	0.97
18-Jul-10	"A"	341	11481	49	11822	0.97
19-Jul-10	"A"	341	11477	50	11818	0.97
21-Jul-10	"A"	338	11403	51	11741	0.97
22-Jul-10	"A"	339	11425	52	11764	0.97

23-Jul-10	"A"	341	11465	52	11806	0.97
24-Jul-10	"A"	343	11507	51	11850	0.97
25-Jul-10	"A"	342	11431	51	11773	0.97
26-Jul-10	"A"	343	11528	51	11871	0.97
27-Jul-10	"A"	343	11544	51	11887	0.97
28-Jul-10	"A"	340	11582	50	11922	0.97
29-Jul-10	"A"	344	11539	50	11883	0.97
30-Jul-10	"A"	340	11539	51	11879	0.97
31-Jul-10	"A"	337	11559	51	11896	0.97
01-AUG-2010	"A"	340	11476	51	11816	0.97
02-AUG-2010	"A"	341	11133	40	11474	0.97
03-AUG-2010	"A"	342	11486	50	11828	0.97
04-AUG-2010	"A"	341	11576	51	11917	0.97
05-AUG-2010	"A"	341	11605	51	11946	0.97
06-AUG-2010	"A"	339	11502	51	11841	0.97
07-AUG-2010	"A"	341	11523	51	11864	0.97
08-AUG-2010	"A"	342	11533	52	11875	0.97
09-AUG-2010	"A"	343	11507	51	11850	0.97
11-AUG-2010	"A"	336	11541	51	11877	0.97
12-AUG-2010	"A"	338	11516	51	11854	0.97
13-AUG-2010	"A"	331	11571	51	11902	0.97
14-AUG-2010	"A"	333	11541	50	11874	0.97
15-AUG-2010	"A"	337	11553	53	11890	0.97
16-AUG-2010	"A"	336	11521	47	11857	0.97
17-AUG-2010	"A"	335	11564	51	11899	0.97
18-AUG-2010	"A"	336	11537	52	11873	0.97
19-AUG-2010	"A"	337	11532	52	11869	0.97
20-AUG-2010	"A"	336	11545	51	11881	0.97
21-AUG-2010	"A"	335	11549	51	11884	0.97
23-AUG-2010	"A"	338	11575	54	11913	0.97
24-AUG-2010	"A"	342	11684	53	12026	0.97
25-AUG-2010	"A"	339	11587	53	11926	0.97
27-AUG-2010	"A"	336	11596	47	11932	0.97
28-AUG-2010	"A"	336	11618	49	11954	0.97
30-AUG-2010	"A"	345	11701	55	12046	0.97
31-AUG-2010	"A"	343	11606	53	11949	0.97
1-Sep-10	"A"	343	11572	50	11915	0.97
2-Sep-10	"A"	347	11641	52	11988	0.97
4-Sep-10	"A"	347	11621	53	11968	0.97
5-Sep-10	"A"	346	11546	55	11892	0.97
6-Sep-10	"A"	345	11316	54	11661	0.97
7-Sep-10	"A"	347	11314	53	11661	0.97
9-Sep-10	"A"	344	11366	54	11710	0.97
10-Sep-10	"A"	346	11399	54	11745	0.97
11-Sep-10	"A"	345	11377	52	11722	0.97

12-Sep-10	"A"	343	11384	53	11727	0.97
13-Sep-10	"A"	345	11404	55	11749	0.97
14-Sep-10	"A"	346	11436	55	11782	0.97
15-Sep-10	"A"	342	11468	44	11810	0.97
16-Sep-10	"A"	344	11458	51	11802	0.97
17-Sep-10	"A"	346	11436	53	11782	0.97
18-Sep-10	"A"	342	11431	53	11773	0.97
19-Sep-10	"A"	353	11417	54	11770	0.97
20-Sep-10	"A"	347	11473	55	11820	0.97
21-Sep-10	"A"	346	11407	54	11753	0.97
22-Sep-10	"A"	318	10697	50	11015	0.97
26-Sep-10	"A"	349	11629	47	11978	0.97
27-Sep-10	"A"	347	11514	55	11861	0.97
28-Sep-10	"A"	348	11498	55	11846	0.97
30-Sep-10	"A"	341	11534	55	11875	0.97
1-Oct-10	"A"	341	11616	48	11957	0.97
2-Oct-10	"A"	225	11755	37	11980	0.98
3-Oct-10	"A"	221	11787	36	12008	0.98
4-Oct-10	"A"	228	11695	33	11923	0.98
5-Oct-10	"A"	227	11703	37	11930	0.98
6-Oct-10	"A"	226.6	11731.6		11958	0.98
7-Oct-10	"A"	227.6	11878.2		12106	0.98
8-Oct-10	"A"	224	11761.6		11986	0.98
9-Oct-10	"A"	215.9	11216.1		11432	0.98
10-Oct-10	"A"	226.3	11828.5		12055	0.98
11-Oct-10	"A"	226.7	11724.2		11951	0.98
12-Oct-10	"A"	227.4	11717.7		11945	0.98
13-Oct-10	"A"	227.8	11728.1		11956	0.98
14-Oct-10	"A"	229	11721.9		11951	0.98
15-Oct-10	"A"	228.7	11831.2		12060	0.98
16-Oct-10	"A"	229.9	11823.9		12054	0.98
17-Oct-10	"A"	229.1	11778.6		12008	0.98
18-Oct-10	"A"	230	11776.9		12007	0.98
19-Oct-10	"A"	228.7	11770.9		12000	0.98
20-Oct-10	"A"	229.6	11823.2		12053	0.98
21-Oct-10	"A"	225.6	11798.6		12024	0.98
22-Oct-10	"A"	228.2	11741		11969	0.98
23-Oct-10	"A"	225.9	11703.4		11929	0.98
24-Oct-10	"A"	227.4	11740.1		11968	0.98
25-Oct-10	"A"	225.3	11749		11974	0.98
26-Oct-10	"A"	223.8	11779		12003	0.98
27-Oct-10	"A"	224.6	11740.9		11965	0.98
28-Oct-10	"A"	227.8	11826.4		12054	0.98
29-Oct-10	"A"	226.5	11783.9		12010	0.98
30-Oct-10	"A"	225.9	11746		11972	0.98

31-Oct-10	"A"	226.4	11838.9		12065	0.98
1-Nov-10	"A"	227.7	11783.5		12011	0.98
2-Nov-10	"A"	224.2	11745.4		11970	0.98
3-Nov-10	"A"	226.9	11726.2		11953	0.98
4-Nov-10	"A"	227.3	11709.4		11937	0.98
5-Nov-10	"A"	224.5	11713.4		11938	0.98
6-Nov-10	"A"	227.8	11711.9		11940	0.98
7-Nov-10	"A"	225.1	11419.4		11644	0.98
8-Nov-10	"A"	223.4	11531.6		11755	0.98
9-Nov-10	"A"	222	11582.6		11805	0.98
10-Nov-10	"A"	222.3	11533.5		11756	0.98
11-Nov-10	"A"	219.4	11612.3		11832	0.98
12-Nov-10	"A"	221.7	11628.6		11850	0.98
13-Nov-10	"A"	223.6	11725.2		11949	0.98
14-Nov-10	"A"	223.2	11802		12025	0.98
15-Nov-10	"A"	221.7	11818.6		12040	0.98
16-Nov-10	"A"	221.1	12312		12533	0.98
17-Nov-10	"A"	221.1	11873.5		12095	0.98
18-Nov-10	"A"	219.8	11835.1		12055	0.98
19-Nov-10	"A"	219.7	11848		12068	0.98
20-Nov-10	"A"	195.1	10468.1		10663	0.98
21-Nov-10	"A"	139.2	7285.5		7425	0.98
22-Nov-10	"A"	198.1	10560.6		10759	0.98
23-Nov-10	"A"	221.3	11773.4		11995	0.98
24-Nov-10	"A"	221.7	11769.7		11991	0.98
25-Nov-10	"A"	222.1	11857		12079	0.98
26-Nov-10	"A"	223.7	11749.7		11973	0.98
27-Nov-10	"A"	225.8	11783.7		12009	0.98
28-Nov-10	"A"	116.4	5500		5616	0.98
29-Nov-10	"A"	231.7	11913.4		12145	0.98
30-Nov-10	"A"	235.4	11842.1		12078	0.98
1-Dec-10	"A"	232.8	11859		12092	0.98
2-Dec-10	"A"	232.5	11848.6		12081	0.98
3-Dec-10	"A"	230.7	11813.9		12045	0.98
4-Dec-10	"A"	232.7	11890.8		12123	0.98
5-Dec-10	"A"	233.7	12116.4		12350	0.98
6-Dec-10	"A"	235.9	11780		12016	0.98
7-Dec-10	"A"	235.2	12088.4		12324	0.98
8-Dec-10	"A"	229.7	11939.9		12170	0.98
9-Dec-10	"A"	231.4	11993.5		12225	0.98
10-Dec-10	"A"	229.6	11958		12188	0.98
11-Dec-10	"A"	230.1	11918.2		12148	0.98
12-Dec-10	"A"	229.9	11863.3		12093	0.98
13-Dec-10	"A"	229.5	11925.3		12155	0.98
14-Dec-10	"A"	229.2	11844.7		12074	0.98

15-Dec-10	"A"	234	12082.7		12317	0.98
16-Dec-10	"A"	234.8	12083.4		12318	0.98
17-Dec-10	"A"	219.3	11792.8		12012	0.98
18-Dec-10	"A"	0	0		0	#iDIV/0!
19-Dec-10	"A"	157.2	7801		7958	0.98
20-Dec-10	"A"	236.9	12291.6		12528	0.98
21-Dec-10	"A"	236.3	12211		12447	0.98
22-Dec-10	"A"	239.8	12404.7		12645	0.98
23-Dec-10	"A"	242.5	12353.4		12596	0.98
24-Dec-10	"A"	240.5	12313.6		12554	0.98
25-Dec-10	"A"	237.3	12211.8		12449	0.98
26-Dec-10	"A"	242.9	12208.7		12452	0.98
27-Dec-10	"A"	237.9	12288.1		12526	0.98
28-Dec-10	"A"	235.3	12194.1		12429	0.98
29-Dec-10	"A"	231.2	12008.4		12240	0.98
30-Dec-10	"A"	233	12054.9		12288	0.98
31-Dec-10	"A"	235	12099.2		12334	0.98
1-Jan-11	"A"	233.7	12090.1		12324	0.98
2-Jan-11	"A"	239.3	12120.6		12360	0.98
3-Jan-11	"A"	236.4	12277.6		12514	0.98
4-Jan-11	"A"	236	12319.5		12556	0.98
5-Jan-11	"A"	236	12124.9		12361	0.98
6-Jan-11	"A"	233	11843		12076	0.98
7-Jan-11	"A"	236.5	11969.7		12206	0.98
8-Jan-11	"A"	238	12012.6		12251	0.98
9-Jan-11	"A"	237.5	12064.1		12302	0.98
10-Jan-11	"A"	237.2	12118.2		12355	0.98
11-Jan-11	"A"	237.5	12115.4		12353	0.98
12-Jan-11	"A"	239.7	12090.6		12330	0.98
13-Jan-11	"A"	238	12054		12292	0.98
14-Jan-11	"A"	243.1	12197.4		12441	0.98
15-Jan-11	"A"	246	12153.6		12400	0.98
16-Jan-11	"A"	246.2	12219.9		12466	0.98
17-Jan-11	"A"	239	12187.5		12426	0.98
18-Jan-11	"A"	239.8	12184		12424	0.98
19-Jan-11	"A"	243.5	12190.5		12434	0.98
20-Jan-11	"A"	243.3	12166.3		12410	0.98
21-Jan-11	"A"	247.8	12241.8		12490	0.98
22-Jan-11	"A"	251	11616		11867	0.98
23-Jan-11	"A"	245.5	11825.9		12071	0.98
24-Jan-11	"A"	244.9	12041.4		12286	0.98
25-Jan-11	"A"	244.8	11947.3		12192	0.98
26-Jan-11	"A"	246.3	12077.1		12323	0.98
27-Jan-11	"A"	245.9	12194.7		12441	0.98
28-Jan-11	"A"	246.3	12063.7		12310	0.98



29-Jan-11	"A"	247.8	12073		12321	0.98
30-Jan-11	"A"	240.7	12121.3		12362	0.98
31-Jan-11	"A"	222.8	11299.8		11523	0.98
1-Feb-11	"A"	239.5	12157.6		12397	0.98
2-Feb-11	"A"	244.6	12118.4		12363	0.98
3-Feb-11	"A"	244.6	12108.2		12353	0.98
4-Feb-11	"A"	247.4	12137.6		12385	0.98
5-Feb-11	"A"	242.8	12141.7		12385	0.98
6-Feb-11	"A"	242.4	12075.8		12318	0.98
7-Feb-11	"A"	240	12123.8		12364	0.98
8-Feb-11	"A"	239.7	12153.5		12393	0.98
9-Feb-11	"A"	241.3	11907.9		12149	0.98
10-Feb-11	"A"	240.7	12269.9		12511	0.98
11-Feb-11	"A"	242.9	12087.6		12331	0.98
12-Feb-11	"A"	241.7	12030.1		12272	0.98
13-Feb-11	"A"	242.4	12164.3		12407	0.98
14-Feb-11	"A"	242.1	12129.6		12372	0.98
15-Feb-11	"A"	241.2	12084.9		12326	0.98
16-Feb-11	"A"	243.2	12162.7		12406	0.98
17-Feb-11	"A"	242.9	12061		12304	0.98
18-Feb-11	"A"	243.7	12045.3		12289	0.98
19-Feb-11	"A"	241.6	12027.5		12269	0.98
20-Feb-11	"A"	243	12035		12278	0.98
21-Feb-11	"A"	244.4	12074.6		12319	0.98
22-Feb-11	"A"	245.3	12026.2		12272	0.98
23-Feb-11	"A"	241.7	11956.5		12198	0.98
24-Feb-11	"A"	242.4	11968.9		12211	0.98
25-Feb-11	"A"	239.1	11996.7		12236	0.98
26-Feb-11	"A"	240.3	11950.9		12191	0.98
27-Feb-11	"A"	240	11951.3		12191	0.98
28-Feb-11	"A"	242	11995.3		12237	0.98
1-Mar-11	"A"	223.4	11249.3		11473	0.98
2-Mar-11	"A"	136	6753.7		6890	0.98
3-Mar-11	"A"	239.8	11909.8		12150	0.98
4-Mar-11	"A"	239.2	11936.1		12175	0.98
5-Mar-11	"A"	242.9	11957.1		12200	0.98
6-Mar-11	"A"	240.5	11842.7		12083	0.98
7-Mar-11	"A"	241.8	12093.2		12335	0.98
8-Mar-11	"A"	240.3	12150.7		12391	0.98
9-Mar-11	"A"	239.3	12031.9		12271	0.98
10-Mar-11	"A"	237.9	11952.9		12191	0.98
11-Mar-11	"A"	55.1	2757.5		2813	0.98
12-Mar-11	"A"					
13-Mar-11	"A"					
14-Mar-11	"A"					

**ANEXO N° 9.3 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO A-C23H.**

<b>PRODUCCION DEL POZO C23H - M1C</b>						
<b>Fecha</b>	<b>Yacimiento/Campo</b>	<b>Oil SUM</b>	<b>Water SUM</b>	<b>Gas SUM</b>	<b>Fluid</b>	<b>WCUT%</b>
9-Feb-10	"A"	1563	2758	226	4321	0.64
10-Feb-10	"A"	1799	1662	316	3461	0.48
11-Feb-10	"A"	1464	1709	209	3173	0.54
12-Feb-10	"A"	127	2228	186	2355	0.95
13-Feb-10	"A"	158	2778	256	2936	0.95
14-Feb-10	"A"	1339	3287	211	4626	0.71
15-Feb-10	"A"	975	3969	151	4944	0.80
16-Feb-10	"A"	960	3918	122	4878	0.80
17-Feb-10	"A"	105	4288	144	4393	0.98
18-Feb-10	"A"	1043	4275	138	5318	0.80
19-Feb-10	"A"	1258	4813	168	6071	0.79
20-Feb-10	"A"	1047	5027	145	6074	0.83
21-Feb-10	"A"	1051	5142	150	6193	0.83
22-Feb-10	"A"	1051	5077	151	6128	0.83
23-Feb-10	"A"	1278	5614	185	6892	0.81
24-Feb-10	"A"	1287	5644	184	6931	0.81
25-Feb-10	"A"	1149	6041	167	7190	0.84
26-Feb-10	"A"	1042	6191	149	7233	0.86
27-Feb-10	"A"	1059	6259	154	7318	0.86
28-Feb-10	"A"	1063	6224	149	7287	0.85
1-Mar-10	"A"	832	4896	119	5728	0.85
3-Mar-10	"A"	643	3859	89	4502	0.86
4-Mar-10	"A"	1135	6761	162	7896	0.86
5-Mar-10	"A"	941	7093	121	8034	0.88
6-Mar-10	"A"	949	7223	120	8172	0.88
7-Mar-10	"A"	940	7129	117	8069	0.88
8-Mar-10	"A"	910	6934	108	7844	0.88
10-Mar-10	"A"	904	6978	98	7882	0.89
11-Mar-10	"A"	902	6951	111	7853	0.89
12-Mar-10	"A"	898	6946	116	7844	0.89
13-Mar-10	"A"	898	6947	96	7845	0.89
14-Mar-10	"A"	904	7022	89	7926	0.89
15-Mar-10	"A"	904	6909	105	7813	0.88
16-Mar-10	"A"	845	6418	94	7263	0.88
17-Mar-10	"A"	902	6842	101	7744	0.88
18-Mar-10	"A"	680	7406	86	8086	0.92
19-Mar-10	"A"	683	7416	84	8099	0.92
20-Mar-10	"A"	701	7651	91	8352	0.92

22-Mar-10	"A"	702	7627	100	8329	0.92
23-Mar-10	"A"	699	7531	105	8230	0.92
25-Mar-10	"A"	706	7663	107	8369	0.92
26-Mar-10	"A"	697	7454	101	8151	0.91
27-Mar-10	"A"	705	7525	105	8230	0.91
28-Mar-10	"A"	702	7551	107	8253	0.91
29-Mar-10	"A"	701	7483	105	8184	0.91
30-Mar-10	"A"	697	7497	104	8194	0.91
31-Mar-10	"A"	698	7526	109	8224	0.92
01-APR-2010	"A"	701	7504	106	8205	0.91
02-APR-2010	"A"	693	7437	109	8130	0.91
03-APR-2010	"A"	697	7602	101	8299	0.92
04-APR-2010	"A"	699	7494	104	8193	0.91
05-APR-2010	"A"	693	7458	104	8151	0.91
06-APR-2010	"A"	692	7533	103	8225	0.92
07-APR-2010	"A"	689	7528	100	8217	0.92
08-APR-2010	"A"	695	7608	104	8303	0.92
09-APR-2010	"A"	694	7623	101	8317	0.92
10-APR-2010	"A"	693	7619	103	8312	0.92
12-APR-2010	"A"	700	7672	102	8372	0.92
13-APR-2010	"A"	699	7703	100	8402	0.92
14-APR-2010	"A"	702	7683	101	8385	0.92
15-APR-2010	"A"	702	7648	107	8350	0.92
17-APR-2010	"A"	692	7562	106	8254	0.92
18-APR-2010	"A"	693	7516	103	8209	0.92
19-APR-2010	"A"	698	7486	106	8184	0.91
20-APR-2010	"A"	698	7479	107	8177	0.91
21-APR-2010	"A"	696	7517	94	8213	0.92
22-APR-2010	"A"	708	7591	96	8299	0.91
23-APR-2010	"A"	706	7553	99	8259	0.91
24-APR-2010	"A"	705	7591	104	8296	0.92
25-APR-2010	"A"	712	7603	111	8315	0.91
26-APR-2010	"A"	672	7181	105	7853	0.91
27-APR-2010	"A"	674	7231	108	7905	0.91
28-APR-2010	"A"	676	7263	103	7939	0.91
29-APR-2010	"A"	675	7144	110	7819	0.91
30-APR-2010	"A"	679	7173	103	7852	0.91
1-May-10	"A"	680	7189	105	7869	0.91
2-May-10	"A"	687	7181	108	7868	0.91
3-May-10	"A"	683	7147	109	7830	0.91
4-May-10	"A"	687	7245	107	7932	0.91
5-May-10	"A"	688	7195	109	7883	0.91
6-May-10	"A"	687	7221	106	7908	0.91

7-May-10	"A"	687	7215	111	7902	0.91
8-May-10	"A"	689	7239	108	7928	0.91
9-May-10	"A"	674	7184	112	7858	0.91
10-May-10	"A"	500	7894	79	8394	0.94
11-May-10	"A"	501	7859	79	8360	0.94
12-May-10	"A"	502	7841	78	8343	0.94
13-May-10	"A"	501	7833	78	8334	0.94
14-May-10	"A"	499	7846	77	8345	0.94
15-May-10	"A"	500	7877	70	8377	0.94
16-May-10	"A"	501	7829	78	8330	0.94
17-May-10	"A"	505	7835	78	8340	0.94
18-May-10	"A"	504	7764	80	8268	0.94
19-May-10	"A"	497	7811	80	8308	0.94
20-May-10	"A"	500	7791	78	8291	0.94
21-May-10	"A"	498	7836	71	8334	0.94
22-May-10	"A"	500	7789	71	8289	0.94
24-May-10	"A"	509	8011	74	8520	0.94
25-May-10	"A"	510	8044	76	8554	0.94
26-May-10	"A"	512	8014	81	8526	0.94
28-May-10	"A"	510	8036	74	8546	0.94
29-May-10	"A"	512	8118	80	8630	0.94
30-May-10	"A"	513	8134	81	8647	0.94
31-May-10	"A"	513	8136	78	8649	0.94
1-Jun-10	"A"	513	8158	77	8671	0.94
2-Jun-10	"A"	514	8133	66	8647	0.94
3-Jun-10	"A"	516	8137	74	8653	0.94
4-Jun-10	"A"	512	7694	75	8206	0.94
5-Jun-10	"A"	514	8205	76	8719	0.94
6-Jun-10	"A"	515	8143	78	8658	0.94
8-Jun-10	"A"	485	7664	71	8149	0.94
9-Jun-10	"A"	485	7788	73	8273	0.94
10-Jun-10	"A"	489	7886	73	8375	0.94
11-Jun-10	"A"	490	7848	74	8338	0.94
12-Jun-10	"A"	489	7767	73	8256	0.94
13-Jun-10	"A"	489	7823	75	8312	0.94
14-Jun-10	"A"	488	7794	76	8282	0.94
15-Jun-10	"A"	487	7694	69	8181	0.94
16-Jun-10	"A"	485	7728	70	8213	0.94
18-Jun-10	"A"	405	6643	61	7048	0.94
19-Jun-10	"A"	512	7839	76	8351	0.94
20-Jun-10	"A"	496	7836	77	8332	0.94
21-Jun-10	"A"	584	9124	88	9708	0.94
22-Jun-10	"A"	596	9094	85	9690	0.94

23-Jun-10	"A"	609	9077	88	9686	0.94
24-Jun-10	"A"	615	9113	78	9728	0.94
25-Jun-10	"A"	610	9101	88	9711	0.94
26-Jun-10	"A"	608	9078	90	9686	0.94
27-Jun-10	"A"	626	9201	83	9827	0.94
29-Jun-10	"A"	598	9215	91	9813	0.94
30-Jun-10	"A"	606	9144	90	9750	0.94
1-Jul-10	"A"	600	9177	86	9777	0.94
2-Jul-10	"A"	591	9152	78	9743	0.94
3-Jul-10	"A"	602	9077	90	9679	0.94
4-Jul-10	"A"	602	9151	92	9753	0.94
5-Jul-10	"A"	598	9094	93	9692	0.94
6-Jul-10	"A"	598	9081	93	9679	0.94
7-Jul-10	"A"	599	9065	93	9664	0.94
8-Jul-10	"A"	599	9041	85	9640	0.94
9-Jul-10	"A"	600	9013	91	9613	0.94
10-Jul-10	"A"	598	9129	85	9727	0.94
11-Jul-10	"A"	598	9076	89	9674	0.94
12-Jul-10	"A"	598	9052	81	9650	0.94
13-Jul-10	"A"	556	10972	81	11528	0.95
14-Jul-10	"A"	554	10939	81	11493	0.95
15-Jul-10	"A"	550	10948	72	11498	0.95
16-Jul-10	"A"	559	10937	74	11496	0.95
17-Jul-10	"A"	554	11003	74	11557	0.95
18-Jul-10	"A"	564	11236	81	11800	0.95
19-Jul-10	"A"	563	11231	82	11794	0.95
20-Jul-10	"A"	560	11215	84	11775	0.95
21-Jul-10	"A"	559	11159	85	11718	0.95
23-Jul-10	"A"	564	11233	85	11797	0.95
24-Jul-10	"A"	566	11274	85	11840	0.95
26-Jul-10	"A"	566	11295	85	11861	0.95
27-Jul-10	"A"	567	11311	84	11878	0.95
28-Jul-10	"A"	562	11348	82	11910	0.95
29-Jul-10	"A"	568	11306	83	11874	0.95
30-Jul-10	"A"	562	11305	85	11867	0.95
31-Jul-10	"A"	558	11325	84	11883	0.95
01-AUG-2010	"A"	562	11244	85	11806	0.95
02-AUG-2010	"A"	562	10877	66	11439	0.95
03-AUG-2010	"A"	563	11221	83	11784	0.95
04-AUG-2010	"A"	562	11309	84	11871	0.95
05-AUG-2010	"A"	562	11337	84	11899	0.95
08-AUG-2010	"A"	565	11302	86	11867	0.95
09-AUG-2010	"A"	566	11276	84	11842	0.95

10-AUG-2010	"A"	738	11337	103	12075	0.94
11-AUG-2010	"A"	728	11337	109	12065	0.94
12-AUG-2010	"A"	732	11313	110	12045	0.94
13-AUG-2010	"A"	717	11367	110	12084	0.94
14-AUG-2010	"A"	721	11337	108	12058	0.94
15-AUG-2010	"A"	717	11166	112	11883	0.94
16-AUG-2010	"A"	718	11159	100	11877	0.94
17-AUG-2010	"A"	714	11201	108	11915	0.94
18-AUG-2010	"A"	718	11174	111	11892	0.94
19-AUG-2010	"A"	719	11156	111	11875	0.94
20-AUG-2010	"A"	722	11255	110	11977	0.94
21-AUG-2010	"A"	719	11259	109	11978	0.94
22-AUG-2010	"A"	729	11241	110	11970	0.94
23-AUG-2010	"A"	725	11256	115	11981	0.94
24-AUG-2010	"A"	730	11315	114	12045	0.94
25-AUG-2010	"A"	722	11221	114	11943	0.94
26-AUG-2010	"A"	718	11269	109	11987	0.94
27-AUG-2010	"A"	460	11697	64	12157	0.96
28-AUG-2010	"A"	459	11719	66	12178	0.96
30-AUG-2010	"A"	472	11803	75	12275	0.96
31-AUG-2010	"A"	469	11707	72	12176	0.96
1-Sep-10	"A"	469	11672	68	12141	0.96
2-Sep-10	"A"	471	11672	71	12143	0.96
3-Sep-10	"A"	469	11621	68	12090	0.96
4-Sep-10	"A"	472	11652	72	12124	0.96
5-Sep-10	"A"	470	11577	74	12047	0.96
6-Sep-10	"A"	474	11471	75	11945	0.96
7-Sep-10	"A"	474	11413	73	11887	0.96
9-Sep-10	"A"	470	11466	74	11936	0.96
10-Sep-10	"A"	473	11501	74	11974	0.96
11-Sep-10	"A"	472	11485	71	11957	0.96
12-Sep-10	"A"	469	11492	73	11961	0.96
13-Sep-10	"A"	471	11512	75	11983	0.96
14-Sep-10	"A"	472	11522	75	11994	0.96
15-Sep-10	"A"	472	11693	61	12165	0.96
16-Sep-10	"A"	476	11684	70	12160	0.96
17-Sep-10	"A"	478	11661	73	12139	0.96
18-Sep-10	"A"	473	11656	73	12129	0.96
19-Sep-10	"A"	488	11641	75	12129	0.96
20-Sep-10	"A"	480	11711	76	12191	0.96
21-Sep-10	"A"	479	11643	75	12122	0.96
22-Sep-10	"A"	440	10919	69	11359	0.96
25-Sep-10	"A"	477	11727	78	12204	0.96

26-Sep-10	"A"	483	11869	65	12352	0.96
27-Sep-10	"A"	481	11753	76	12234	0.96
28-Sep-10	"A"	477	11638	75	12115	0.96
29-Sep-10	"A"	469	11559	77	12028	0.96
30-Sep-10	"A"	471	11737	76	12208	0.96
3-Oct-10	"A"	464	11772	75	12236	0.96
4-Oct-10	"A"	480	11679	70	12159	0.96
5-Oct-10	"A"	477	11688	77	12165	0.96
6-Oct-10	"A"	477.3	11716.3	77	11716.3	0.96
7-Oct-10	"A"	481.7	11915.3		11915.3	
8-Oct-10	"A"	478.7	11912.3		11912.3	
9-Oct-10	"A"	461.3	11359.8		11359.8	
10-Oct-10	"A"	483.6	11980.1		11980.1	
11-Oct-10	"A"	484.3	11874.4		11874.4	
12-Oct-10	"A"	486.7	11887.4		11887.4	
13-Oct-10	"A"	487.6	11897.9		11897.9	
14-Oct-10	"A"	490	11891.6		11891.6	
15-Oct-10	"A"	489.5	12002.5		12002.5	
16-Oct-10	"A"	491.1	11973.2		11973.2	
17-Oct-10	"A"	489.5	11927.3		11927.3	
18-Oct-10	"A"	491.4	11925.5		11925.5	
19-Oct-10	"A"	488.6	11919.4		11919.4	
20-Oct-10	"A"	490.5	11972.4		11972.4	
21-Oct-10	"A"	481.9	11947.5		11947.5	
22-Oct-10	"A"	487.6	11889.2		11889.2	
23-Oct-10	"A"	483.6	11875.8		11875.8	
24-Oct-10	"A"	488.9	11966.4		11966.4	
25-Oct-10	"A"	484.5	11975.4		11975.4	
26-Oct-10	"A"	481.2	12006		12006	
27-Oct-10	"A"	483	11967.2		11967.2	
28-Oct-10	"A"	488.3	12008.7		12008.7	
29-Oct-10	"A"	480.6	11844.9		11844.9	
30-Oct-10	"A"	479.2	11806.8		11806.8	
31-Oct-10	"A"	480.3	11900.1		11900.1	
1-Nov-10	"A"	483	11844.5		11844.5	
2-Nov-10	"A"	476.7	11837.9		11837.9	
3-Nov-10	"A"	481.4	11791.4		11791.4	
4-Nov-10	"A"	482.1	11774.5		11774.5	
5-Nov-10	"A"	476.3	11778.5		11778.5	
6-Nov-10	"A"	483.2	11777		11777	
7-Nov-10	"A"	483.9	11636.6		11636.6	
8-Nov-10	"A"	480.5	11751		11751	
9-Nov-10	"A"	477.5	11803		11803	

10-Nov-10	"A"	478.2	11752.9		11752.9	
11-Nov-10	"A"	471.9	11833.2		11833.2	
12-Nov-10	"A"	476.9	11849.8		11849.8	
13-Nov-10	"A"	477.7	11869.2		11869.2	
14-Nov-10	"A"	476.9	11947		11947	
15-Nov-10	"A"	473.6	11963.8		11963.8	
16-Nov-10	"A"	433.1	11424.7		11424.7	
17-Nov-10	"A"	472.3	12019.4		12019.4	
18-Nov-10	"A"	469.6	11980.5		11980.5	
19-Nov-10	"A"	468.5	11969.7		11969.7	
20-Nov-10	"A"	481.2	12234.2		12234.2	
21-Nov-10	"A"	480.7	11920.5		11920.5	
22-Nov-10	"A"	427.5	10799.4		10799.4	
23-Nov-10	"A"	477.6	12039.7		12039.7	
24-Nov-10	"A"	478.5	12035.9		12035.9	
25-Nov-10	"A"	479.4	12125.2		12125.2	
26-Nov-10	"A"	482.7	12015.4		12015.4	
27-Nov-10	"A"	487.2	12050.3		12050.3	
28-Nov-10	"A"	493.8	11046.7		11046.7	
29-Nov-10	"A"	491.2	11964		11964	
30-Nov-10	"A"	497.8	11868.2		11868.2	
1-Dec-10	"A"	492.3	11885.1		11885.1	
2-Dec-10	"A"	491.8	11874.7		11874.7	
3-Dec-10	"A"	488.2	11847.4		11847.4	
4-Dec-10	"A"	492.4	11924.5		11924.5	
5-Dec-10	"A"	489.6	12025.6		12025.6	
6-Dec-10	"A"	494.3	11691.7		11691.7	
7-Dec-10	"A"	492.9	11997.7		11997.7	
8-Dec-10	"A"	481.3	11850.4		11850.4	
9-Dec-10	"A"	484.9	11903.5		11903.5	
10-Dec-10	"A"	480.1	11843		11843	
11-Dec-10	"A"	481.1	11803.6		11803.6	
12-Dec-10	"A"	480.8	11749.2		11749.2	
13-Dec-10	"A"	479.8	11810.6		11810.6	
14-Dec-10	"A"	479.3	11730.8		11730.8	
15-Dec-10	"A"	482	11790		11790	
16-Dec-10	"A"	492.3	12000.4		12000.4	
17-Dec-10	"A"	459.9	11711.7		11711.7	
18-Dec-10	"A"	0	0		0	
19-Dec-10	"A"	329.5	7747.4		7747.4	
20-Dec-10	"A"	502.4	12348.2		12348.2	
21-Dec-10	"A"	501.2	12267.2		12267.2	
22-Dec-10	"A"	499.8	12255.4		12255.4	



23-Dec-10	"A"	505.5	12204.7		12204.7	
24-Dec-10	"A"	501.2	12165.4		12165.4	
25-Dec-10	"A"	487.8	11891.3		11891.3	
26-Dec-10	"A"	499.3	11888.2		11888.2	
27-Dec-10	"A"	489	11965.6		11965.6	
28-Dec-10	"A"	483.6	11874		11874	
29-Dec-10	"A"	478.9	11783.2		11783.2	
30-Dec-10	"A"	487.1	11939.4		11939.4	
31-Dec-10	"A"	491.5	11983.2		11983.2	
1-Jan-11	"A"	488.8	11974.2		11974.2	
2-Jan-11	"A"	500.8	12014.9		12014.9	
3-Jan-11	"A"	494.8	12170.6		12170.6	
4-Jan-11	"A"	494	12212.2		12212.2	
5-Jan-11	"A"	493.9	12019.3		12019.3	
6-Jan-11	"A"	487.7	11739.8		11739.8	
7-Jan-11	"A"	491.3	11781.8		11781.8	
8-Jan-11	"A"	494.4	11824		11824	
9-Jan-11	"A"	496.1	11938.6		11938.6	
10-Jan-11	"A"	495.5	11992.1		11992.1	
11-Jan-11	"A"	496.1	11989.4		11989.4	
12-Jan-11	"A"	500.8	11964.9		11964.9	
13-Jan-11	"A"	497.2	11927.2		11927.2	
14-Jan-11	"A"	505.5	12011.6		12011.6	
15-Jan-11	"A"	511.5	11968.5		11968.5	
16-Jan-11	"A"	511.9	12033.7		12033.7	
17-Jan-11	"A"	497.8	12027		12027	
18-Jan-11	"A"	499	12009		12009	
19-Jan-11	"A"	506.7	12015.4		12015.4	
20-Jan-11	"A"	506.4	11991.6		11991.6	
21-Jan-11	"A"	515.6	12066		12066	
22-Jan-11	"A"	524.4	11493.2		11493.2	
23-Jan-11	"A"	512.8	11700.9		11700.9	
24-Jan-11	"A"	509.9	11875.7		11875.7	
25-Jan-11	"A"	509.8	11782.9		11782.9	
26-Jan-11	"A"	512.8	11910.9		11910.9	
27-Jan-11	"A"	512.1	12026.8		12026.8	
28-Jan-11	"A"	512.9	11897.6		11897.6	
29-Jan-11	"A"	516	11906.8		11906.8	
30-Jan-11	"A"	501.1	11954.5		11954.5	
31-Jan-11	"A"	464	11144.2		11144.2	
1-Feb-11	"A"	498.7	11990.3		11990.3	
2-Feb-11	"A"	509.3	11951.6		11951.6	
3-Feb-11	"A"	509.4	11941.5		11941.5	

4-Feb-11	"A"	515.1	11970.5		11970.5	
5-Feb-11	"A"	505.6	11974.6		11974.6	
6-Feb-11	"A"	504.6	11909.6		11909.6	
7-Feb-11	"A"	499.8	11956.9		11956.9	
8-Feb-11	"A"	499.2	11986.2		11986.2	
9-Feb-11	"A"	502.5	11744		11744	
10-Feb-11	"A"	501.2	12101		12101	
11-Feb-11	"A"	510.7	12038.5		12038.5	
12-Feb-11	"A"	508.3	11981.2		11981.2	
13-Feb-11	"A"	509.8	12114.8		12114.8	
14-Feb-11	"A"	509	12080.4		12080.4	
15-Feb-11	"A"	507.8	12052.6		12052.6	
16-Feb-11	"A"	512.1	12130.2		12130.2	
17-Feb-11	"A"	508.3	11954.3		11954.3	
18-Feb-11	"A"	510	11938.7		11938.7	
19-Feb-11	"A"	505.6	11921		11921	
20-Feb-11	"A"	508.5	11928.5		11928.5	
21-Feb-11	"A"	511.4	11967.7		11967.7	
22-Feb-11	"A"	519.3	12058.1		12058.1	
23-Feb-11	"A"	511.7	11988.2		11988.2	
24-Feb-11	"A"	513.1	12000.7		12000.7	
25-Feb-11	"A"	506.1	12028.5		12028.5	
26-Feb-11	"A"	508.7	11982.6		11982.6	
27-Feb-11	"A"	508	11983		11983	
28-Feb-11	"A"	512.2	12027.1		12027.1	
1-Mar-11	"A"	480.3	11456.4		11456.4	
2-Mar-11	"A"	292.3	6878.1		6878.1	
3-Mar-11	"A"	515.7	12129		12129	
4-Mar-11	"A"	514.4	12155.8		12155.8	
5-Mar-11	"A"	522.3	12177.2		12177.2	
6-Mar-11	"A"	517.2	12060.7		12060.7	
7-Mar-11	"A"	512.4	12135.7		12135.7	
8-Mar-11	"A"	509	12193.4		12193.4	
9-Mar-11	"A"	507	12074.2		12074.2	
10-Mar-11	"A"	504	11994.9		11994.9	
11-Mar-11	"A"	509.5	12074.9		12074.9	
12-Mar-11	"A"	497.5	11910.3		11910.3	
13-Mar-11	"A"	500.7	11949.9		11949.9	
14-Mar-11	"A"	500.8	11960.6		11960.6	
15-Mar-11	"A"	504.5	12059.1		12059.1	
16-Mar-11	"A"	503	12064.1		12064.1	
17-Mar-11	"A"	502.7	12040.8		12040.8	
18-Mar-11	"A"	503.3	12084.3		12084.3	

19-Mar-11	"A"	508.5	12043.2		12043.2	
20-Mar-11	"A"	505.3	11982.8		11982.8	
21-Mar-11	"A"	509.5	11949.6		11949.6	
22-Mar-11	"A"	502.5	11908.8		11908.8	
23-Mar-11	"A"	503.2	11950.9		11950.9	
24-Mar-11	"A"	504.4	11981.3		11981.3	
25-Mar-11	"A"	503.3	12012.8		12012.8	
26-Mar-11	"A"	502.7	11966.8		11966.8	
27-Mar-11	"A"	505.6	11322.7		11322.7	
28-Mar-11	"A"	498.7	11989.2		11989.2	

## ANEXO N° 9.4 ANÁLISIS PVT DEL RESERVORIO M1

<u>Summary</u>	<u>Flopetrol Analysis</u>	<u>C.R.E.S.</u>
Depth (ft)	7630 <sup>(1)</sup>	7630
Initial Reservoir Pressure (psia)	3240	3240
Reservoir Temperature (deg - F)	194	194
Bubble Point Pressure (psia)	459	519
API Gravity: Bubble Point	16.8	25.5
Stock Tank Conditions	14.0	24.6
Viscosity: Bubble Point (cp)	14.2 <sup>(2)</sup>	22.4
Stock Tank Conditions (cp)	75.0 <sup>(2)</sup>	32.9
Initial Reservoir Pressure (cp)	17.2 <sup>(2)</sup>	29.4
B <sub>o</sub> : Bubble Point (RBbl/STB)	1.167 <sup>(3)</sup>	1.071
Initial Reservoir Pressure (RBbl/STB)	1.136 <sup>(3)</sup>	1.049
Gas-Oil Ratio: Bubble Point (SCF/STB)	110	47.5
Water Content (percent total weight)	2.77 <sup>(4)</sup>	-
Chloride Content (ppm)	Not Measured	
Sample Type	Reverse Out	
Chloride Content (ppm)	Not Measured	
Sample Type	Reverse Out	

(1) Depth measured to midpoint of perforations (MDRKB).

(2) Viscosity measured by rolling ball viscometer at 194°F.

(3) Differential Vaporization at 194°F.

(4) Water content determined from distillation of stock tank oil.

## ANEXO N° 9.5 COMPOSICIÓN MOLECULAR DEL FLUIDO DEL RESERVORIO

### MOLECULAR COMPOSITION OF RESERVOIR FLUID

Components	Recombined Separator liquid ( 40 psig/ 80 F) (mole percent)	Separator gas ( 40 psig/ 80 F) (mole percent)	Recombined Reservoir fluid (mole percent)
Nitrogen	0.08	0.57	0.12
Carbon dioxide	0.13	1.54	0.25
<u>Hydrocarbons:</u>			
Methane	1.93	62.42	6.91
Ethane	1.17	9.43	1.85
Propane	2.41	13.53	3.33
I - Butane	0.79	2.85	0.96
N - Butane	1.81	5.73	2.13
I - Pentane	0.59	1.10	0.63
N - Pentane	0.53	1.01	0.57
Hexanes	0.36	0.90	0.41
Heptanes	0.26	0.39	0.27
Octanes	4.09	0.46	3.79
Nonanes	5.45	0.07	5.01
Decanes	1.56	0.00	1.43
Undecanes	2.01	0.00	1.34
Dodecanes plus	76.83	0.00	70.50
TOTAL	100.00	100.00	100.00
Molecular weight	287.7	27.944	266.3
Gravity	-----	0.964 (Air=1)	-----
Molar ratio	91.77	8.23	100.00
Mass ratio	99.14	0.86	100.00

Molecular weight of C12+ in reservoir fluid : 346

**ANEXO N° 9.6 VISCOSIDAD DEL FLUIDO DEL RESERVORIO**

VISCOSITY OF RESERVOIR FLUID AT 194 F

Pressure (psig)	Viscosity (centipoises)
5138	20.81
4114	18.20
3230	17.22
1600	15.89
P <sub>t</sub> = 444	14.18
401	14.32
320	16.01
0	75.00

## ***ANEXO N° 9.7 RELACIÓN DE KOZENY-CARMAN PARA CALCULAR LA PERMEABILIDAD***

### **Método de Kozeny-Carman**

Otra relación para el cálculo de la permeabilidad, es la de Kozeny-Carman (Kozeni, 1927; Carman, 1938, 1956). Esta relación semiempírica está basada en toda la distribución granulométrica del suelo (no sólo en un diámetro efectivo), la forma de las partículas, y el índice de vacíos. La relación es la siguiente:

$$K = \frac{\gamma}{\mu} \cdot \frac{1}{C_{K-C}} \cdot \frac{e^3}{(1-e)^2} \cdot \frac{1}{S_0^2}$$

Donde:

$\gamma$ : Peso unitario de la solución permeante.

$\mu$ : Viscosidad de la solución permeante.

$C_{K-C}$ : Coeficiente empírico Kozeni-Carman.

$S_0$ : Superficie específica por unidad de volumen de partículas (1/cm).

$e$ : Índice de vacíos

Carman definió que  $C_{K-C}$  tiene un valor de  $4,8 \pm 0,3$  para esferas uniformes, aunque se suele tomar un valor de 5,0 para este coeficiente. Con esto, la relación se escribe, para 20°C, como:

$$K = 1,99 \times 10^4 \cdot \frac{e^3}{(1-e)^2} \cdot \frac{1}{S_0^2}$$

Realizado por EMILIO J. LÓPEZ ALFARO, “ESTUDIO EXPERIMENTAL DE LA PERMEABILIDAD DE MATERIALES DEPOSITADOS EN PILAS DE LIXIVIACIÓN”, (2012) pág. 23.

## ANEXO N° 9.8 ECUACIÓN DE WYLLIE

### ECUACIÓN DE WYLLIE

$$\frac{1}{V_b} = \frac{1-\phi}{V_M} + \frac{S_w\phi}{V_w} + \frac{(1-S_w)\phi}{V_{HC}}$$

where:

$V_b$  = Bulk velocity of the rock

$\phi$  = Porosity (%)

$S_w$  = Water saturation (%)

$1 - S_w$  = Hydrocarbon saturation (%)

$V_M$  = Velocity of the rock matrix

$V_w$  = Velocity of water

$V_{HC}$  = Velocity of hydrocarbons

### ECUACIÓN DE WYLLIE PARA LA DENSIDAD

$$\rho_b = \rho_M(1-\phi) + \rho_w S_w \phi + \rho_{HC}(1-S_w)\phi$$

where:

$\rho_b$  = Bulk density of the rock

$\rho_M$  = Density of the rock matrix

$\rho_w$  = Density of water

$\rho_{HC}$  = Density of the hydrocarbon

$\phi$  = Porosity

$S_w$  = Water saturation

$1 - S_w$  = Hydrocarbon saturation



## ***GLOSARIO***

API: American Petroleum Institute  
BHA: Bottom Hole Assembly  
Bl: Barriles  
BAPD: Barriles de Agua por Día  
BOP: Blow Out Prevented  
BSW: Basic Sediments and water  
BFPD: Barriles de Fluido por Día  
BOPD: Barriles de Petróleo por Día  
CAL: Caliper  
CBL: Cement Bond Log  
CCL: Casing Collar Locator  
CNL: Compensated Neutron Log  
CT: Chipped Teeth  
GAPI: American Petroleum Institute gamma ray units  
GR: Gamma Ray  
GL: Ground Level  
ICD: Inflow Control Divices  
LDL: Litodensidad  
PHIE: Porosidad efectiva  
PDC: Polycrystalline Diamond Compact  
PVT: Presión Volumen Temperatura  
SAS: Standalone Screens  
SP: Spontaneous Potential  
Sw: Saturación de agua  
SHr: Saturación de Hidrocarburo residual  
VCL: Volumen de arcilla